



中国电力百科全书

第二版

火力发电卷

**China
Electric Power
Encyclopedia**

中国电力出版社

中国电力百科全书

火力发电卷

第二版



中国电力出版社

图书在版编目(CIP)数据

中国电力百科全书·火力发电卷/《中国电力百科全书》编辑委员会,中国电力出版社《中国电力百科全书》编辑部编. —2版. —北京:中国电力出版社,2000

ISBN 7-5083-0422-5

I. 中… II. ①中… ②中… III. ①电力工业-概况 中国 ②火力发电-概况-中国 IV. TM 12

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2000)第 47953 号

中国电力出版社出版、发行 北京三里河路 6 号 100011 <http://www.cepp.com.cn>

北京地矿局印刷厂印刷

各地新华书店经售

1995 年 5 月第一版

2001 年 1 月第二版

2001 年 1 月北京第二次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本

正文 65.25 印张

2112 千字 彩图 3.5 印张

印数 10041—15040 册

定价 220.00 元

版权所有 翻印必究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)

《中国电力百科全书》(第二版)

编辑委员会

名 誉 主 任 委 员 高 严 史大桢 张凤祥

主 任 委 员 陆延昌

常务副主任委员兼主编 谢绍雄

副 主 任 委 员 张晓鲁 宗 健 郭 灏

秘 书 长 程忠智 张克让

常务领导小组成员 陆延昌 谢绍雄 张晓鲁 宗 健

郭 灏 程忠智 张克让

委 员 (按姓氏笔画排列)

丁玉佩 于 渤 王柏乐 王信茂

邓耀群 叶继善 冉 莹 刘本粹

刘 忱 刘振鹏 汤蕴琳 许传凯

孙嘉平 杨洪义 肖辉乾 张文涛

张克让 张学知 张晓鲁 张禄庆

陆延昌 陈昌渔 陈效杰 陈鼎瑞

邵世伟 周孝信 郑企仁 郑健超

宗 健 赵学林 徐士珩 徐纪法

高安泽 高季章 郭 灏 谈克雄

韩祯祥 程忠智 程念高 谢松林

谢绍雄 蓝增珏 翟若愚 魏光耀

编委会顾问委员会

主任委员 沈根才

特邀顾问 金常政

委 员 (按姓氏笔画排列)

王梅义 王瑞梁 吕光大 刘纫萼 李博之
连培生 肖达川 吴竞昌 沈根才 张德平
陈维敬 袁 颖 顾嘉粟 徐国璋 徐博文
温克昌 戴熙杰

编委会办公室

主 任 朱百祥

副 主 任 全晓华 高体基

《中国电力百科全书》(第一版)

编辑委员会

名誉主任委员	史大桢				
主任委员	张凤祥				
第一副主任委员	毛鹤年				
常务副主任委员	沈根才				
副主任委员	陆延昌	都兴有	温克昌	梁益华	陈秉堃
秘书长	贺至刚	程忠智			
常务领导小组成员	张凤祥	毛鹤年	沈根才	陆延昌	都兴有
	温克昌	梁益华	陈秉堃	贺至刚	程忠智
委 员	(按姓氏笔画排列)				
	于 渤	王梅义	王瑞梁	毛鹤年	邓致逵
	邓耀群	冯俊凯	吕光大	吕应中	伍宏中
	刘子玉	刘纫萑	李博之	杨德晔	连培生
	肖达川	肖国泉	吴竞昌	沈济源	沈根才
	宋春生	张凤祥	张德平	陆延昌	陈允康
	陈秉堃	陈维敬	姜绍俊	贺至刚	袁 颖
	都兴有	顾嘉栗	徐士珩	徐国璋	徐博文
	梁益华	董希文	董育坚	韩承钧	韩祯祥
	程忠智	温克昌	谭昌铭	戴熙杰	

主 编 毛鹤年 沈根才

常 务 编 委 (按姓氏笔画排列)

毛鹤年 邓致远 杨德晔 肖达川 吴竞昌

沈根才 张凤祥 陆延昌 陈秉堃 陈维敬

贺至刚 都兴有 顾嘉粟 徐国璋 徐博文

梁益华 程忠智 温克昌

顾 问 金常政

编 委 会 办 公 室

主 任 程忠智 (兼)

副 主 任 姜求志 张玉诸 高体基 朱百祥

火力发电卷(第二版)

编审委员会

主	编	汤蕴琳				
副	主	编	郑企仁	许传凯		
编审领导小组		汤蕴琳	郑企仁	许传凯	徐国璋	刘纫苕
		袁颖	高体基	程忠智	赖广秀	
编	委	(按姓氏笔画排列)				
		于立滨	王国才	尤国铭	叶永青	危师让
		刘纫苕	汤蕴琳	许传凯	孙云振	杜庆东
		李兵	李康	吴非文	吴宣武	陈来九
		罗棣菴	周以国	郑企仁	侯于良	袁颖
		徐国璋	高体基	陶虚竹	程忠智	焦树建
		谢毓麟	赖广秀	管菊根		

各分支主编、副主编

概论分支

主 编 汤蕴琳 (兼)

热工学基础分支

主 编 罗棣菴

锅炉及其附属设备分支

主 编 许传凯 (兼) 谢毓麟

副 主 编 孙玉振

汽轮机及其附属设备分支

主 编 郑企仁 (兼) 王国才

燃气轮机分支

主 编 焦树建

透平发电机及电气设备分支

主 编 尤国铭

火电厂工程设计分支

主 编 周以国

副 主 编 卓乐友

火力发电厂工程施工分支

主 编 吴宣武

副 主 编 叶永青

火力发电厂运行与检修分支

主 编 陶虚竹 李 康

副 主 编 于立滨

火电厂自动化分支

主 编 侯子良 陈来九

电厂化学分支

主 编 杜庆东

金属监督分支

主 编 吴非文

副 主 编 李 兵

环境保护分支

主 编 管菊根

洁净煤发电技术分支

主 编 危师让

火力发电卷（第一版） 编审委员会

主	编	徐国璋					
副	主	编	刘纫苕	冯俊凯	袁	颖	
编审领导小组			徐国璋	刘纫苕	冯俊凯	袁	颖
编	委	(按姓氏笔画排列)					
		马明豫	王濂泉	尹孔殷	冯俊凯	朱绍仁	
		刘纫苕	孙玉振	李	康	陈来九	吴非文
		周以国	罗棣菴	郑泽民	秦金藻	袁	颖
		徐国璋	高体基	郭	亮	谢毓麟	管菊根

各分支主编、副主编、编审组成员

概论分支

主 编 徐国璋（兼）
编审组成员 刘纫苕

热工学基础分支

主 编 罗棣菴
编审组成员 宋之平

锅炉分支

主 编 谢毓麟
副 主 编 孙玉振
编审组成员 沈进如 哈 镇 秦裕琨 陈春元

汽轮机及燃气轮机分支

主 编 刘纫苕（兼）
编审组成员 任 曙 张保衡 周良彦

汽轮发电机和升压站设备分支

主 编 尹孔殷
编审组成员 杨干承 郝立至

火电厂设计分支

主 编 周以国
副 主 编 王濂泉
编审组成员 浦文宗

火电厂施工分支

主 编 马明豫
编审组成员 马家祚 许荣熙 刘纯仁 钱德祥

火电厂运行分支

主 编 郑泽民 李 康
编审组成员 高汉襄 盛昌达

火电厂自动化分支

主 编 陈来九
编审组成员 周慧南 吴永生 吕震中

电厂化学分支

主 编 秦金藻
编审组成员 陆 桐 宋珊卿 孙桂兰 李荫才 胡仁杰

金属监督分支

主 编 吴非文
编审组成员 马士林 梁焕文 陈贻守

环境保护分支

主 编 管菊根
副 主 编 来绍仁
编审组成员 胡健民 许荣华 陈绍炎

序

《中国电力百科全书》(第二版)即将出版发行。这是中国电力行业和出版行业的一件大事,是对中国电力工业发展的一份贡献,是献给人类新世纪的一份厚礼。

人类文明史发展到19世纪70年代,科学技术促进生产力极大发展的划时代的成就之一就是电能的生产和日益广泛的应用。一个多世纪以来,电力技术的不断发展,电力生产及应用的日益增长,迅速改变了人类社会的生产面貌,也深深地影响了人们的生活方式。1882年在旧中国的工业和贸易中心上海出现了中国第一座公用发电厂,但由于长期处在半封建半殖民地的社会,致使在新中国成立前近70年的漫长岁月中,中国电力工业的发展曲折缓慢,大大落后于一些工业发达国家。

1949年10月1日,中华人民共和国宣告成立,翻开了中国电力工业崭新而光辉的一页。50余年的风雨历程,铸造了共和国的繁荣昌盛;50余年的艰苦奋斗,也成就了电力工业的灿烂辉煌。50余年来,伴随着新中国前进的步伐,中国电力工业从建国初期185万kW的发电装机容量、43亿kW·h的年发电量,发展成今天发电装机容量超过3亿kW、发电量超过12000亿kW·h,居世界第二位。

当《中国电力百科全书》(第一版)出版的时候,中国仍然处于电力比较短缺的时期,而电力工业的持续快速健康发展使得长达20余年的电力紧缺状况从1996年开始得到缓解。目前,在全国范围内电力供需平衡,部分地区供大于求。电力工业的发展有力地支持了国民经济的增长和人民生活水平的提高。这是在党中央和国务院的领导下,全体电力工作者共同奋斗的结果。当今的中国电力工业正在努力实施可持续发展战略,大力调整电力结构,努力提高素质,切实依靠科学技术进步,实现产业升级。我们正在积极引入竞争机制,不断深化改革,把充满生机和活力的电力工业带入新的世纪。

盛世修典,素有遗风。《中国电力百科全书》(第二版)在第一版的基础上经过“删繁就简,增补更新,精益求精”,历时两年多,艰苦磨砺编纂问世。古人云:“大其牖,天光入;公其心,万善出。”参加《中国电力百科全书》(第二版)编纂工作的众多专家、学者,满腔热忱,辛勤耕耘,本着对读者负责,对电力发展的前途负责的科学严谨的态度治学修典,前瞻电力及相关技术的发展,

广集最新数据资料，参阅大量科技文献，严格规范，锤炼文字，力求内容体现时代特征和表达简洁准确。我深信《中国电力百科全书》（第二版）必将使读者开卷有益。

《中国电力百科全书》（第二版）是一个形象，她不只是国家电力公司重视电力科学研究和传播的形象说明，也是中国乃至世界电力技术发展的形象总结。

我们即将告别 20 世纪，这个世纪最灿烂的现象是电的广泛应用。我们即将迎来新的世纪，它将是一个科学技术更加迅猛发展，空间技术、信息网络技术、生物技术等高新技术广泛应用的年代。面对着新时代的到来，更加感到电力工业任重道远。国家电力公司制定了发展战略，要成为“控股型、经营型、现代化、集团化的国际一流企业”，要进入世界 500 强。而实现这一目标的根本所在就是要依靠科技进步，要用科学知识来武装我们的每一位员工，要加大科技普及的力度，要广泛地采用各种先进成熟的技术，提高劳动生产率。所以，我把《中国电力百科全书》（第二版）介绍给每一位关心中国电力工业发展的读者，介绍给每一位电力员工，希望它能成为大家所喜爱的朋友。

科学技术是不断发展的，随着时代的进步，技术的发展，《中国电力百科全书》也需不断完善与补充。我们将采用更加先进的出版技术定期进行增补，以使这部凝聚了数千位专家心血的百科全书能够跟上时代的步伐，永葆青春。

国家电力公司总经理



2000 年 7 月

第二版前言

《中国电力百科全书》(简称《电百》)的编纂工作始于1986年,在国家电力领导部门的重视和社会各界的关注下,全国1700多位专家、学者历时十年终成腋裘,付梓刊行。

《电百》(第一版)条目释文引用的数据和资料基本上截至1990年底。十年来,世界电力工业的状况发生了重大变化。作为目前最清洁和使用最方便的二次能源,电力在推动社会经济进步、提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。十年来,电力工业围绕进一步提高能源利用效率和供电可靠性,加强对生态环境的保护从而实现可持续发展,在许多技术领域取得了重大进步。例如,在洁净煤炭发电技术研究开发与应用方面,已相继建成示范电厂并开始商业运营;大容量、超临界和超超临界压力机组迅速发展,正在成为发达国家火力发电厂的主力机组;广泛采用新技术加强对有害排放物、电磁波、放射性污染的治理;高电压、大容量、远距离交直流输电技术和电力系统理论与技术的继续进展与提高;高效率燃气轮机技术的发展与应用;分散型电、热、冷三联供装置和大幅度提高电力用户终端效率的各种新技术、新装置的相继出现,以及计算机技术和信息网络技术在电力工业中的应用等等,正在明显地改变电力工业的技术状况。与此同时,世界范围内经济的市场化、信息化、全球化正在给电力行业传统的垄断地位和经营方式带来巨大的冲击。随着竞争机制的引入,许多国家的电力管理体制已经或正在经历空前的变革,向着放松管制的商业化、民营化方向发展。

在世界各国电力科学技术发展和管理体制变革的同时,中国电力工业在90年代取得了突飞猛进的发展。从1996年下半年起,全国电力供需基本平衡,结束了持续20多年全国性缺电的局面,基本上适应了国民经济发展和人民生活水平提高对电力的需求。1995年全国电力装机总容量达到2亿kW,年发电量超过10000亿kW·h;1999年全国电力装机总容量达到2.98亿kW,年发电量达到12331亿kW·h;2000年4月,我国的装机容量超过了3亿kW。无论在电力装机容量上还是在发电量上,中国电力都已居世界第二位。到1999年底,已建成和正在建设的100万kW及以上的火电厂、核电厂和水电站已超过100座,其中邹县发电厂240万kW,二滩水电站330万kW。世界最大的水电站、装机容量达1820万kW的三峡水电站已于1994年12月开工建设,1997年11月实现了

大江的截流,即将于2003年开始并网发电。继秦山核电厂和广东大亚湾核电厂投产后,广东岭澳核电厂(180万kW)和秦山第二核电厂(120万kW)、秦山第三核电厂(140万kW)及田湾核电厂(200万kW)均已开工建设。风力、地热、太阳能、潮汐等可再生能源发电也得到进一步的发展。全国风力发电装机总容量已达26.7万kW,在中国的西部地区建成了一批小容量试验性的太阳能光伏电站。到90年代末,中国已建成的500kV输电线路约2.29万km,8012万kW·A;330kV输电线路7949km,1248万kW·A;220kV输电线路12.18万km,2.80亿kW·A;同时还进行了大规模的城乡电网建设与改造。目前在全国已形成了7个跨省的大型区域电网和5个独立省网,其中最大的区域电网华东电网装机容量已达5198.64万kW,最大的省网广东电网装机容量也达到3033.37万kW,全国电网的覆盖率已达到96.4%。中国的电网已进入了跨大区、跨独立省(区)电网互联的阶段,并正在走向全国联网的超高压、高度自动化的现代化电力系统的新阶段。

在过去的10多年里,中国电力工业的管理体制经历了巨大的变化。1988年4月撤销了水利电力部,成立了能源部;1993年3月又撤销能源部,组建电力工业部;1997年成立国家电力公司,1998年电力工业部撤销。按照国务院的改革方案,国家电力公司经营管理授权范围内的国有电力企业,国家经贸委行使管理中国电力工业的政府职能,中国电力企业联合会行使电力行业管理与服务职能。这是中国电力管理体制的重大改革,是中国电力工业由计划经济向市场经济转变的重要标志。

根据电力科学技术在90年代所取得的重大进展、管理体制的变革情况,以及中国国民经济在2000~2010年期间再翻一番和2010年中国电力装机总容量将发展到5亿kW的总目标,为了使《电百》的内容能够反映当前国际和国内电力工业的最新技术和管理水平,适应21世纪前十年我国电力工业发展的需要,进一步满足各级领导干部、电力系统内外的科学技术和管理人员以及广大读者查询、浏览、了解现代电力科学技术和管理知识的需求,中国国家电力公司决定,对《电百》(第一版)进行修订,并于2000年9月起陆续出版《电百》(第二版)。

编纂出版《电百》(第二版)的总原则是:在第一版的基础上对各卷内容删繁就简,增补更新,力求达到精益求精;努力增加最新电力科学技术成就和管理经验的内容,注意解决第一版中存在的问题和不足;使《电百》(第二版)具有时代特征,符合规范要求,开卷有益,查阅方便。

《电百》(第二版)的编纂工作于1998年8月起动。为了使《电百》能以条目的形式汇集和总结电力科学技术和管理知识,真正发挥大型专业性百科全书的作用,我们组织了电力工业各门类的约1100位专家、学者参加了修订、编纂

和审稿工作。这些专家怀着满腔热忱、高度责任感和使命感，废寝忘食、夜以继日地工作，以广博的知识和丰富的经验，使《电百》条目的释文尽可能完美地体现其思想和智慧。

《电百》(第二版)仍沿袭第一版的做法，采用按专业分类分卷、各卷条目按汉语拼音字顺编排的出书方式。全书仍分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电等八卷，释文共有 5400 余条目，总字数约 1000 万字，其中新增条目和经过修改的条目约占全书的 70% 以上。

尽管我们期待《电百》不仅具有电力科学技术知识的魅力，同时具有文字的魅力和鲜明的时代色彩，尽管我们希望广大读者在阅读与浏览，查询与解惑中能达到充实自己的目的，但书中难免有疏漏和错误之处，恳请读者批评指正，以期再版时订正。

谨向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢，是他们卓有成效的努力使本书为广大读者营造了一个开卷有益的氛围，使本书以气势恢宏的构架、翔实丰富的内容、精辟练达的文字、生动具体的彩色插图导引读者漫游电力科技知识的海洋。

**《中国电力百科全书》(第二版)编辑委员会
中国电力出版社《中国电力百科全书》编辑部**

2000 年 9 月

第一版前言

经过7年的反复锤炼,《中国电力百科全书》终于脱稿付印,陆续出版了!这是1700多位专家,以高度的政治责任感和历史责任感辛勤耕耘、反复切磋的成果。参加这部百科全书编纂工作的同志大部分是电业部门的专家和著名大学的教授,也有很多电机制造部门的专家,用电电器研究方面的专家,核工业专家,能源专家,环境保护专家等等;他们是各个专业方面的权威人士,大都年事已高,仍不遗余力地以自己毕生的经验,参照大量的国际资料,字斟句酌地推敲每一个条目的释文;他们以满腔热情,努力争取时间,完成了5000多个条目、1000多万字的撰写、审阅、修改工作;在编写过程中有的老专家废寝忘食、带病工作,有的已经谢世。我们以十分崇敬和感激的心情向为本书工作过的专家们致以崇高的敬礼!

《中国电力百科全书》是于1986年8月由原水利电力部科技司、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会、原水利电力出版社共同倡议,经原水利电力部部长批准,着手组织编纂的。1987年8月,在北京召开了编辑委员会成立大会,初步确定了分卷方案和条题框架,聘请各卷主编和各分支主编。之后,几经修改,拟定了各卷的条题总表,聘请了撰写和审阅的专家,于1989年着手撰写,先后经过分支的一审、修改,分卷的二审、修改,编委会常务领导小组组织的终审,再由分卷修改正式定稿。

编纂《中国电力百科全书》的目的,在倡议报告中已经指明,是“为了总结我国电力工业生产、建设的经验,介绍当代电力工业最新科学技术成就,迎接电力工业更大规模的发展,满足电力系统广大职工的需要。”当前,我们正在建设规模宏伟的现代化的电力工业,我们正在深入改革开放,经历从高度集中的计划经济到社会主义市场经济的变革,成百万的电业职工迫切需要学习新的技术和新的管理知识。同时,随着我国工农业现代化程度的提高,人民生活电气化程度的普及和提高,社会上对电力知识的需要也日益广泛。为此,本书的编纂,从格式到内容,均以满足电力科学技术人员、各级领导和管理人员、广大电业职工和大专院校电力类专业师生的需要为主,同时照顾到社会上广大读者的需要,力求深入浅出,使具有高中以上文化程度的人均可阅读。

《中国电力百科全书》是中国第一部全面介绍电力科学技术和知识的大型专业性百科全书。在编纂过程中,我们学习和借鉴了《中国大百科全书》的编纂经验,同时,也汲取了此前编纂的《中国水利百科全书》的经验。百科全

书要求表达人类成熟的知识，要求所表达的知识具有科学性、客观性和稳定性，亦即具有一定的权威性。为此，本书在条题名称的选定和条目释文的概念叙述方面，均力求符合当代国际电业界一般共有的认识，对于某些国内惯用的概念与国外流行的概念不一致的，均分别加以说明。考虑到篇幅浩大，读者所需要的专业内容不一，特将全书按专业分为既有联系又相对独立的8卷，即：综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电。读者可购置全套8卷，也可购置其中任何一卷。每卷条目排印均按条目首字的汉语拼音顺序排列。为了便于读者按专业查找相关条目，在书首设有按专业知识分类的条目分类目录，在书尾设有3种检索系统，即条目汉字笔画索引、条目外文索引、内容索引。综合卷后还附有外国（国际）电力（能源）组织机构和学术团体译名对照表，以及中国电力工业大事年表。

为了记录近百年来，特别是中华人民共和国成立以来，为中国电业发展做出过重要贡献的人物，为中国电业发展培养了大量科技人才的优秀教师和学者，以及为中国电业的发展提供电力设备的电机、电器、动力设备制造部门的著名专家，共收录了3000多位人物的业绩，编纂了《中国电力人物志》，作为《中国电力百科全书》的附卷单独出版。

以上8卷和附卷中，条目释文中所载的史实和数据大都截止到1990年12月；对1990年12月之后国际时局的变化所引起国家的改变，均未作相应的修改。

本书的编纂和出版，是广大专家集体智慧的结晶和集体工作的成果，一个条目的释文往往经过多位专家多次修改才得以定稿，前后变动很大，甚至重新改写。但是，应该说明，没有第一稿的写出，也改不出最后一稿。所以，一个条目的写定，既是最后执笔者的成果，也是第一稿执笔者的成果。在反复修改过程中，专家们都不固执己见地热烈参与磋商讨论，务求循名责实，考虑全面，得出一个正确的概念，在这方面充分体现了他们对事业的政治责任感和对后代的历史责任感。电力方面的百科全书，在中国这是第一部，在国外，我们也未见先例。因此，尽管我们尽其可能地作了努力，但疏漏与错误之处还不可避免，我们诚恳地希望广大读者和专家给予批评和指正，以期本书再版时订正提高。

再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！

**《中国电力百科全书》（第一版）编辑委员会
中国电力出版社《中国电力百科全书》编辑部**

1994年6月

凡 例

一、编 排

1. 本书按专业知识领域分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电等 8 卷出版。

2. 本书全部知识内容均以条目形式出现,因此条目既是本书的基本知识单元,也是基本寻检单元。

3. 本书条目按条目标题的汉语拼音字母顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时按汉字笔画由少到多的顺序排列,笔画数相同的按起笔笔形——一(横)、丨(竖)、丿(撇)、丶(点)、㇀(折,包括乚、 \angle 等)的顺序排列。第一字相同时,按第二字,余类推。条目标题以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的,按习惯发音依次排在汉语拼音相应字母部的前部。

4. 各卷在条目分类目录之前均有该卷序言,序言内容包括该卷所涉专业领域的基本概念、内容范围、历史发展和现状、与其他各卷的关系、在电力工业中的作用,以及本卷知识体系的介绍和其他有关内容,以帮助读者对本卷有概略而全面的了解。第二版序言着重说明本版内容的调整和更新情况。

5. 各卷均列有该卷全部条目的分类目录,以便读者了解该卷内容全貌和查检有关条目。分类目录还反映出条目间的层次关系,例如:

火力发电厂

 蒸汽动力发电厂

 蒸汽参数

 燃气轮机发电厂

6. 为了保持知识体系的完整性和便于读者查阅,对卷间交叉的知识主题,在不同卷中设有同名条目,内容或完全相同,或根据各该卷特点有所侧重。

二、条 目 标 题

7. 条目标题有的为单一的词或词组,例如“水蒸气”、“蠕变”、“汽轮机”,也有复合的词或词组,例如“洁净发电技术”、“环境影响评价”。

8. 条目标题上方加注汉语拼音,条目标题后括号内附对应外文,例如:

ranliao dianchi

燃料电池 (fuel cell)

个别无通用译名的纯属中国内容的条目标题则不附外文。

三、释 文

9. 本书条目的释文使用规范化的现代汉语书面语言。条目释文开始一般不重复条目

标题。

10. 较长条目设置释文内标题。标题层次较多的条目，在释文前列有本条释文内标题的目录。

11. 一个条目的内容涉及其他条目并需由其他条目的释文补充的，采用参见的方式。所参见的条目标题在本条释文中出现的，用楷体字排印，例如“为减少两表面之间的辐射换热而在其中插入的薄板”。所参见的条目标题未在本条释文出现的，另用括号加“见”标出，例如“（见热力学第二定律）”。

12. 条目释文中出现的外国人名，第一次出现时在姓（汉译）前均加有外文名字的缩写（即名字的第一个字母），并在括号内附对应外文，例如1. 牛顿（Isaac Newton 或 I. Newton）；外国地名一般不附外文，个别生僻无标准译名的则在第一次出现时用括号附原文。

四、插 图

13. 本书在条目释文中配有必要插图。

14. 彩图汇编成插页。文前附有彩图插页目录。彩图与释文相呼应者，在图名后注“（参见条目××××）”，并在相关条目释文中注“（参见彩图插页第××页××图）”。

五、参 考 书 目

15. 部分条目释文后附有参考书目，供读者选读。

六、索 引

16. 本书各卷均附有该卷全部条目的汉字笔画索引、外文索引和内容索引。

七、其 他

17. 本书所用科技名词术语以各学科有关部门审定的为准，未经审定和尚未统一的，从习惯。地名以中国地名委员会审定的为准。

18. 本书所用汉字除必须用繁体字的以外，一律用《简化字总表》所列的简化字。

19. 本书中数字的使用，均按 GB/T 15835—1995《出版物上数字用法的规定》执行。

20. 本书所用计量单位，除引用经验公式或涉及实验数据的精度难以改变，以及古代历史上所用的某些单位外，一律采用中华人民共和国法定计量单位。在表达量值时采用单位的国际符号。

21. 本书引用的数据、资料，中国的一般截止至 1999 年，其他国家的一般截止至 1995 年底。

火力发电卷第二版序言

《中国电力百科全书·火力发电卷》第一版的取材，基本上截止到1990年年底。此次修订工作在1999年完成，第二版资料基本截止于1998年底。

在这八年中，世界电力工业继续得到发展。作为国民经济发展的支柱，全世界各国的发电量，从1990年11803TW·h增加到1998年13300TW·h。而在发展中国家，增加尤其迅速。如中国的发电量（未计入港、澳、台地区数字），即从1990年的621.3TW·h增加到1998年的1157.7TW·h。燃用化石燃料的火力发电，在整个发电量中依然占有主导地位。在世界各式各样的发电量中，火力发电（包括煤、油、气三种燃料）占有64%的份额，在中国，则占有80%左右的份额。根据国际能源机构（IEA）的预测，在2020年以前，此种情况不会有太大的改变（见火力发电）。

在这八年中，世界能源委员会（WEC）于1995年和1998年分别在日本东京和美国休斯敦召开了两次大会。各国对能源工业的可持续发展十分关心，减少粉尘、SO₂、NO_x和CO₂排放的呼声日益强烈。特别是联合国环境与发展大会（UNCED）于1992年由166个国家签订联合国气候变化框架公约（UNFCCC），其第三次缔约方会议（COP3）于1997年先后在日本京都召开，各工业国家承担了在2008~2012年期内，温室气体（主要是CO₂）的排放比1990年平均减少5.2%的义务。为此，各工业国家都先后制订了控制排放的计划。中国从1997年起实施新的火电厂污染排放标准，制订了到2010年火电厂粉尘和SO₂的减排计划，并对发电能源结构进行了调整。2000年4月又颁布了修订后的《中华人民共和国大气污染防治法》。

在这八年中，世界各国电力工业的体制开始发生巨大变革。发电企业从管制性的公用事业，逐步转变为放松管制、以竞争性电价上网的独立企业。大量的独立发电商（IPP）开始出现。中国已制订了规划，计划在2010年以前进行厂网分开、竞价上网的试点，准备在2010年以后全面实施。由于体制的转变，使发电企业在努力控制投资，合理缩短工期，提高运行水平，以求降低发电成本方面，得到极大的推动力。

在火力发电技术方面，这八年中相应发生了显著的进步和变化。主要表现在：

（1）常规的蒸汽发电技术方面，大容量高参数高经济性的机组，得到快速的发展。1000MW级超临界压力24.5MPa、600/600℃机组已经投产，~630℃的机组有望在2010年以前投产。由于发电机组设计和制造技术的不断提高，新的高温金属材料的成熟和应用，使燃煤机组的净效率由1990年的39%（低位发热量为基准）左右逐步提高到45%左右，而机组的可用率则基本保持在同一水平上。

（2）洁净煤发电技术的开发和应用正在加快，包括常规煤粉锅炉装设低NO_x燃烧系统、脱硫装置和脱NO_x装置，开发大容量的循环流化床锅炉、增压流化床锅炉和整体煤气化联合循环发电技术等，以降低火电厂污染物的排放，同时提高效率，降低CO₂的排放。

(3) 燃气轮机和联合循环发电技术有了飞快的发展。特别是在 20 世纪 90 年代, 天然气资源不断增加, 天然气价格持续走低, 以天然气为燃料的燃气轮机和联合循环发电厂, 具有效率高、污染物排放低、初投资少、工期短以及易于调节负荷等优点, 得到独立发电商的青睐, 这种发电装置在整个发电装置中的比重不断增加。近年来这种趋势在北美、欧洲已形成一种潮流, 据美国“动力”杂志 2000 年 3/4 月号报道, 美国新开发的 150 座以上电厂, 近 100GW 容量, 几乎全部是燃气轮机和燃气-蒸汽联合循环机组。各大制造厂的燃气轮机订货, 已排产到 2002 年以后。预计在 2020 年以前这种状况将不会改变。

(4) 火电厂自动化技术发展迅速, 已经成为现代火电厂的一个标志。随着电厂容量的增大, 对机组运行可靠性和经济性提出了更高的要求, 而计算机技术和网络化技术的发展, 使新建成的电厂得以逐步实现机组较高级的自动控制。老电厂改造时也往往把自动化系统的改造列为重点之一。

(5) 热电联产技术继续受到重视。除区域性热电厂外, 利用天然气及其他能源的分散型热、电、冷三联供装置正在得到发展, 使能量的转换在用户附近实现, 从而提高可靠性和经济性, 这项技术有可能成为 21 世纪发展热点之一。

(6) 在运营管理上, 发展了寿命管理技术, 并将以时间为基准的定期计划检修发展为以设备状况为基准的状态检修, 从而提高了机组可用率, 达到延长设备寿命、提高出力 and 效率, 以及降低发电成本的目的。信息技术的发展和电厂竞价上网的要求, 推动了电厂监控信息系统的开发, 使电厂的经营管理达到新的水平。

根据以上情况, 在组织第二版编写中我们将第一版的原有的十二个分支, 扩充为十四个分支。将燃气轮机和洁净煤发电技术独立成为两个分支, 并增加一些新的条目。新的分支条题名称见本卷条目分类目录。在本卷第二版全部 1064 个条目中, 新增加的条目约占总条目的 20%, 经过大改的条目约占总条目的 18%, 经过适当修改的条目约占总条目的 36%。在 122 幅彩图中, 更新的有 81 幅。修订后的第二版, 力求能反映当前的火力发电技术以及近期的发展趋势, 使能对读者有所帮助。

本卷的修订工作, 得到全国许多单位的大力支持和帮助, 包括: 电力规划设计总院、国家电力公司热工研究院、华东电力设计院、西北电力设计院、上海电力建设局、清华大学、东南大学、南京电力环境保护研究所、普华煤燃烧技术开发中心、东方日立锅炉公司、华能国际电力股份有限公司上海分公司、辽宁省电力公司、北京电力科学研究院等。在此表示深切的谢意。

火力发电卷 (第二版) 编审委员会

2000 年 7 月

火力发电卷第一版序言

电力是现代人类文明社会的必需品，而火力发电则是电力生产的主要组成部分。火力发电是指使用化石燃料（即古代生物长期埋藏在地下转变而成的煤炭、石油和天然气），通过燃烧释放出热能加热工质，再通过热力原动机驱动发电机发电的发电方式。火力发电的原动机主要是蒸汽动力机械，即锅炉和汽轮机，其次为外燃燃气动力的燃气轮机，只有很小部分使用内燃机。目前世界上多数国家电力生产都以火力发电为主，1990年世界总发电量约12万亿kW·h，其中火力发电量约占63.6%。中国电力工业的装机容量和发电量中，火电份额长期分别保持在70%和80%左右。

火力发电的发展过程

以蒸汽动力发电为代表的火力发电，从1875年在法国巴黎北火车站出现第一座火电厂至今已有百余年时间，其发展过程可分为蒸汽机时期、汽轮机时期和70年代以后的革新时期。

蒸汽机时期 蒸汽动力的应用早在17世纪已经开始，18世纪后期英国人J. 瓦特改进蒸汽机，19世纪进入蒸汽机应用和发展时期。随着早期发电机和电弧灯、白炽灯的发明，1875年开始的火力发电原动机只能选择早已成熟的蒸汽机。以后电动机和生活用电的发展使电力负荷增长，蒸汽机的单机容量逐渐增大。蒸汽机的缺点是蒸汽参数不能太高，温度不能超过润滑油的闪点，而且转速有限，妨碍了功率和效率的进一步提高；另就是到了容量数千千瓦水平时，性能明显不如汽轮机。20世纪初在火力发电中蒸汽机逐渐被汽轮机所取代，然而在一些小城镇中蒸汽机发电一直延续到20世纪的30~40年代。

汽轮机时期 20世纪迎来汽轮机发电的飞速发展时期。发展的标志是单机容量的增大和蒸汽参数的提高。单机最大容量1904年时为10 MW，1912年增大到25 MW，1925年为100 MW，1930年为200 MW；随着第二次世界大战后世界经济的大发展，1955年、1960年、1965年和1973年分别投运了300、500、1000 MW和世界目前最大的1300 MW机组。在单机容量增大的同时，蒸汽参数也相应提高。机组平均使用的主蒸汽压力和温度，20世纪初为0.8~1.0 MPa、250~370℃；30年代为1.5~3.0 MPa、400~430℃；40年代为3.0~8.0 MPa、430~500℃；50年代跃升为8~14 MPa、500~538℃以及亚临界压力（~17 MPa）和超临界压力（~24 MPa）、538~566℃，并采用一次甚至二次中间再热。60年代以后蒸汽压力没有提高，汽温稳定在538~566℃。在这个发展时期有些试验机组的蒸汽参数超过了上述数据，其中最突出的莫过于1960年投运的美国埃迪斯顿发电厂的一号机组，容量为320 MW，主蒸汽参数为34.5 MPa、650℃，二次中间再热，再热汽温为600℃。随着单机容量和蒸汽参数的提高，机组的热效率也逐步改善，20世

纪初仅为 10% 左右, 1930 年达 23%, 1940 年接近 30%, 1950 年约 35%, 1960 年以后接近 40%。

火力发电革新时期 70 年代以后火力发电进入一个新时期。这时期单机容量不仅没有增长, 反而回落; 蒸汽参数也没有继续提高, 例如美国超临界压力机组在新机组中的份额甚至有所下降。在这种情况下, 再加上环保问题日益受到重视以及石油价格暴涨对火力发电的冲击, 迫使人们努力探索提高热效率的新途径。许多国家、制造厂和科研单位投入了大量人力物力进行研究, 谋求对策。

提高热效率是火力发电坚持不渝的目标。制造厂从改进发电设备的设计和工艺着手, 改善机组热效率及其运行性能, 取得了明显效果。同是亚临界压力机组, 现在的热效率比早先的相对提高了 2% 以上, 机组的运行可靠性和灵活性也大为改观。蒸汽参数经过了一段踏步不前的时期后, 世界一些著名的厂家和科研单位再次注意开发超超临界压力机组。最近日本川越发电厂投运了两台燃用液化气的 700 MW 超超临界压力二次中间再热机组, 使热效率有较大提高。采用燃气-蒸汽联合循环提高机组热效率的技术, 在这一时期也取得长足的进展。由于燃气轮机的改进和燃气初温的提高, 由先进的燃气轮机与汽轮机组成的联合循环机组, 热效率已超过 50%, 甚至达 55%, 世界上已有多座容量超百万千瓦的联合循环电厂在运行。

石油价格暴涨对电力工业产生的冲击不仅是电力成本上升, 也迫使改变发电能源结构和寻求石油的替代能源, 此外还推动了节能技术的进步, 导致一些发达国家的电力需求增长速度放慢。寻求石油的替代能源的努力是多方面的。仅就代替锅炉燃油而言, 有名噪一时的油煤浆 (COM) 和高浓度煤水浆 (CWS), 希望煤浆能像液体燃料那样方便运输、储存和喷燃。与之同时有些国家和地区还进行油改煤的试点, 即将原设计的烧油锅炉改烧煤。这些活动以后都因世界油价回落和其他技术经济原因而趋于低潮。然而发电能源转向煤炭已成为今后火力发电的一个重要动向。

煤炭是火力发电的主要燃料。燃煤机组容量增大之后燃烧过程中排放的粉尘、灰渣和烟气对环境产生不容忽视的影响。静电除尘器和布袋除尘器的开发, 使粉尘问题得到基本解决。灰渣综合利用历来受到重视, 再加以合理堆放, 覆土造地, 注意灰水处理, 使灰渣问题不再突出。二三十年来人们为解决锅炉燃烧生成的硫氧化物和氮氧化物的污染问题取得很大进展。例如开发了选择性催化还原脱氮技术和低氧化氮燃烧器, 限制了氧化氮超标的旋风炉和液态排渣炉, 使氮氧化物的排放得以控制; 已有几种烟气脱硫方法在许多锅炉上应用; 燃烧中脱硫的流化床燃烧锅炉和炉内喷钙也取得成功。

已经开发的脱硫和脱氮方法不仅要增加火电厂的建设费用, 还要增加运行和维护费用。这就迫使人们继续寻求更为经济有效的低污染的煤炭燃烧技术。于是一个称为煤炭清洁利用技术的庞大开发计划在各国推行。其中大规模进行发电试验的是煤气化联合循环和压力流化床联合循环装置。同时还涌现了多种其他煤炭清洁燃烧发电新方案, 如直接燃煤的燃气-蒸汽联合循环、整体煤气化增湿燃气轮机和整体煤气化燃料电池等。预计不久的将来, 以燃气和蒸汽循环相结合或超超临界参数蒸汽循环的燃煤、高效、低污染新一代火电机组将在电力工业中崭露头角。

现代火力发电

经历了百余年的进步发展，今日的火力发电已与昔日大不相同。其特点主要表现在普遍采用大容量、高参数的发电设备；燃料构成发生变化，更趋向于燃用煤炭；火力发电引起的环境影响问题得到重视和治理；具有很高的监测和自动化水平；机组的运行性能大为改善；燃气轮机和联合循环发电的崛起，在火力发电中占有一定份额。

采用大容量高参数的蒸汽发电机组 作为公用火力发电厂主力的蒸汽动力设备的经济性，取决于采用的发电机组的单机容量及其蒸汽参数的高低。以前曾因机组容量受电力系统负荷和容量的限制不能过大。然而电力工业发展到今日，系统已有足够的负荷和容量以适应大机组的运行。所以目前较多采用的单机容量在 300 MW 以上，一般约为 500~800 MW，蒸汽参数采用亚临界或超临界压力，温度为 538~566℃，由 2 台乃至 8 台或更多的机组组成火力发电厂。

煤电比重提高，增加了火电技术的复杂性 火力发电厂使用石油或天然气较煤炭有利得多。20 世纪 60 年代中东充足而且廉价的石油促进了一批燃油发电厂的发展。然而两次石油价格暴涨，使一些依赖石油进口发展电力工业的国家认识到燃料来源和发电能源要多样化，同时也使世界各国重新认识发展煤电的重要性。燃煤发电不仅会带来一定的环境保护问题，也增加了锅炉运行和检修的难度。一般锅炉按一定煤种设计，煤种如有差异锅炉运行困难。但大容量锅炉耗煤多，在长期运行中很难一贯按设计煤种供煤，因而煤种多变是现代火电厂面临的大问题，增加了火电技术的复杂性。

积极治理火电的环境污染 工业的发展带来对环境的严重影响，其中火力发电，特别是燃煤锅炉是重要的污染源之一，环境问题普遍引起各国公众的关注。在科技发展为治理环境积累了丰富的经验，而且经济力量已有雄厚基础的前提下，有关当局制订了愈来愈严格的环保法规，使现代火电厂在粉尘、灰渣和酸性排放方面都要采取措施予以限制或治理。以其中最难治理的烟气中硫氧化物为例，欧洲共同体各国和美国都将全国锅炉硫的总排放量加以限制，迫使不仅所有新锅炉都要脱硫，而且还要逐步将未脱硫的老锅炉改装脱硫。

高度自动化水平 现代大容量高参数火电机组需要监视的信号超过 2000 点，需要操作的阀门和挡板超过 500 个，必须要有完善的检测和控制手段，对发电过程中的各种参数进行自动检测、顺序控制和自动调节，使生产过程按规定正常进行，如有异常则可自动保护。现代火力发电厂已普遍采用计算机对锅炉、汽轮机、发电机运行实行监控；并利用数字技术或模拟技术实现机炉协调控制、锅炉调节控制、炉膛安全监控、汽轮机自起停控制、主汽旁路控制以及许多辅机的顺序控制和就地控制。

运行性能大为改善 由于在发展大机组过程中遇到等效可用系数降低的问题，从而使大家认识到可靠性是发电设备极为重要的技术性能。可靠性差的机组平均热耗率也差，而且要损失电量和增加电力系统的备用容量。还有因为电力系统中火电比重增大，调峰问题突出，要求火电的大容量新机组也要担任调峰或两班制运行。经过几十年的努力，高参数大机组的可靠性已大为提高，并能满足电力系统调峰要求。

燃气轮机的崛起 燃气轮机经过多年的改进，燃气温度、单机容量和热效率大幅度提高。单机容量已超过 200 MW，热效率超过 35%，并有良好的安全运行纪录，加以具有建设周期短和用水少等优点，近来在世界各地得到很大发展。特别是效率高调峰性能好由多组燃气-蒸汽联合循环装置组成的大规模联合循环发电厂已在许多国家投入运行。

火力发电的学科分类和本卷条题框架

电力属于电机工程学科，火力发电中的热机则属于热力工程学科，可归入机械 engineering 类。但火力发电是一个复杂过程，其理论基础是热工学，但在发电设备和发电厂的设计以及运行中还包括了许多学科，如力学、化学、金属材料和土木建筑中的许多分支。除火力发电本身属于热力工程、机械工程和电机工程学科之外，还包括化学工程、仪表和自动化工程和冶金工程等许多工程技术领域。因此，火力发电作为一门工程技术包括的内容非常丰富，所以本卷对有关内容采取了从学科、工艺流程以及建设和生产全过程等三方面出发，交叉进行处理，共设置了 12 个分支。

第一分支概论，介绍火力发电的概念，包括燃料构成，各种发电方式，它们的技术进展情况、技术经济性能，以及世界和中国较典型的发电厂。

第二分支热工学基础，介绍热功转换和传热的有关基础理论。

第三、四、五分支分别介绍火力发电三大主机——锅炉、汽轮机、发电机及其配套辅机和升压站设备的构造和工作原理。

第六分支火力发电厂设计，介绍厂址选择、主设备选择、全厂总体规划、主厂房布置、燃料储运、除灰除渣、供水、厂用电系统、电气二次回路以及其他辅助系统的设计问题。

第七分支火力发电厂施工，介绍施工机械、施工技术、主辅机安装以及启动调试交付商业运行全部过程的有关知识。

第八分支火力发电厂运行，介绍火电厂三大主机及其辅机的正常、异常运行，常见故障和处理以及试验、维修等运行管理和技术管理方面的知识。

第九分支火力发电厂自动化，介绍火电厂的检测仪表和各项自动控制、调节、保护和报警装置以及应用数字计算机于电厂生产过程控制等方面的内容。

第十分支电厂化学，介绍电厂水处理、汽水监测、防腐以及油务管理和燃料质量监督等内容。

第十一分支金属监督，介绍有关电厂的金属知识和金属材料的性能及其试验分析、监督和探伤方法以及发电设备寿命监测和延寿的知识。

第十二分支环境保护，介绍火电厂对环境的影响及其治理的知识。

本卷的成书，是在全国许多单位的大力支持和帮助下才得以顺利进行的，这些单位或在人力物力上给予支持，或帮助我们组织力量进行审稿，或为本卷书稿的编撰和审稿提供工作条件，在此我们向这些单位：电力规划设计总院、清华大学、西安热工研究所、

哈尔滨电站设备成套设计研究所、哈尔滨锅炉厂、东方锅炉厂、华东电力设计院、上海电机厂、西北电力设计院、上海电力建设局、西北电力建设局、东南大学、南京电力环境保护研究所、国家环境保护局以及四川省电力工业局等表示感谢。尹孔殷同志参与了卷编审领导小组对本卷的最终修改加工和汇总定稿工作。

火力发电卷（第一版）编审委员会

1993年10月

目 录

序

第二版前言

第一版前言

凡例

火力发电卷第二版序言

火力发电卷第一版序言

条目分类目录

彩图插页目录

正文 1~938

条目汉字笔画索引 939

条目外文索引 (INDEX OF ARTICLES) 948

内容索引 962

条 目 分 类 目 录

说 明

一、本目录供分类查检条目之用。

二、有的条目有多种属性，可能在几个分支学科和分类中出现。例如“废水处理”条既列入电厂化学分支，又列入环境保护分支。

三、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

四、凡加有〔 〕者，不是条目标题，而是分类集合的提示词。例如「热工学基础」、〔燃烧系统设备〕。

〔概论〕

火力发电	283
中国火力发电	893
火力发电燃料构成	309
火力发电厂	289
蒸汽动力发电厂	861
蒸汽参数	860
燃气轮机发电厂	562
热电联产电厂	615
热网	635
热力负荷	622
内燃机发电厂	459

〔典型发电厂〕

中国第一座发电厂	893
元宝山发电厂	845
华能上海石洞口第二电厂	248
平圩发电厂	480
石横发电厂	655
邹县发电厂	936
华能琅琊电厂	248
北仑发电厂	9
外高桥发电厂	752
绥中发电厂	697
张家口发电厂	855
盘山发电厂	173
邯峰发电厂	240
丰镇发电厂	147

青山发电厂	545
龙鼓滩发电厂	407
台中火力发电厂	700
松浦火力发电厂	694
横滨火力发电厂	246
川越火力发电厂	66
施瓦茨蓬普发电厂	651
尼德奥森发电厂	460
科斯特罗姆发电厂	369
斯卡贝克发电厂	692
马丁巴发电厂	420
莫斯科第26热电厂	455
蒙坦尼亚发电厂	445
火力发电厂可靠性管理	294
火力发电厂经济性	293
发电工程造价	133
工程国民经济评价	178
工程财务评价	178
热电联产工程经济性	616

〔其他发电技术〕

磁流体发电	73
燃料电池	553

「热工学基础」

热力学	628
热力学系统	632
热力状态参数	633

热力学第零定律	630	傅里叶定律	161
热力学第一定律	631	导热率	87
比热容	13	热阻	636
焓	241	热绝缘	621
热力学第二定律	629	热模拟	634
熵	642	肋的导热	381
烟	837	对流换热	126
热力学第三定律	630	换热系数	263
工质热力学性质	179	相似原理	772
理想气体	394	边界层理论	18
真实气体	856	受迫运动换热	663
水蒸气	686	自然对流换热	933
混合气体	276	蒸汽凝结换热	869
湿空气	652	池内沸腾换热	54
热力过程	623	管内沸腾换热	187
绝热节流	364	薄膜蒸发换热	5
喷管	175	高速气流换热	171
热力循环	633	临界态换热	401
卡诺循环	367	薄膜冷却	5
兰金循环	380	辐射换热	152
回热循环	272	黑体辐射	245
再热循环	848	黑度	245
两汽循环	400	辐射角系数	154
热电联产循环	617	遮热板	856
双工质循环	670	气体辐射	489
奥托循环	4	火焰辐射	310
狄塞尔循环	94	辐射选择性	154
布雷顿循环	23	换热器	260
斯特林循环	693	换热器热力计算	262
卡林那循环	366	热管	619
程氏双流体循环	52	质量传递	892
湿空气透平循环	653		
热泵	613	锅炉	190
化学热力学	251	锅炉燃料	219
盖斯定律	162	煤	422
理论燃烧温度	394	煤质分析	441
反应度	139	液体燃料	831
平衡常数	480	气体燃料	490
勒夏特列原理	381	自然循环锅炉	935
传热学	70	控制循环锅炉	375
热传导	614	直流锅炉	883

超临界压力锅炉	45	锅炉炉膛	213
鼓泡流化床锅炉	182	液态排渣炉膛	830
循环流化床锅炉	788	W形火焰炉膛	752
布风装置	23	卫燃带	760
循环灰分离器	785	炉膛热力特性	416
回料阀	271	炉膛换热	414
外置流化床换热器	755	燃烧过程数值计算	606
排渣控制阀	472	炉膛选型	417
增压流化床锅炉	850	[燃烧器]	
给料装置	322	旋流式煤粉燃烧器	784
烟气净化装置	807	直流式煤粉燃烧器	890
排灰渣装置	471	低 NO_x 煤粉燃烧器	88
余热锅炉	844	空气分级	371
垃圾锅炉	379	二次燃料再燃烧	130
锅炉燃烧	220	油、气燃烧器	839
悬浮燃烧	781	煤气燃烧器	438
层式燃烧	27	多种燃料燃烧器	128
旋风燃烧	783	点火装置	96
流化床燃烧(见流化床燃烧		流化床锅炉点火装置	403
技术)	405(405)	锅炉蒸发系统	227
燃烧系统	610	[锅筒(汽包)锅炉蒸发系统]	
燃烧设备	606	水循环	685
[燃烧系统设备]		控制循环泵	375
煤粉制备系统	126	水冷壁	673
磨煤机	151	锅筒	229
筒式磨煤机	713	蒸汽净化	867
中速磨煤机	899	[直流锅炉蒸发系统]	
风扇磨煤机	151	直流锅炉水冷壁管屏	888
锤击磨煤机	72	直流锅炉水动力特性	887
给煤机	323	膜态沸腾	450
粗粉分离器	74	直流锅炉起动系统	887
细粉分离器	771	锅炉对流受热面	201
给粉机	321	过热器	236
煤粉分配器	425	再热器	848
流化床锅炉煤的制备系统	403	省煤器	650
石灰石制备系统	657	锅炉汽温调节	217
风机	148	喷水减温器	176
送风机	695	汽-汽热交换器	510
一次风机	835	烟道挡板调温	804
引风机	836	摆动式燃烧器调温	5
排粉风机	471	烟气再循环调温	815

炉膛出口烟气能量偏差	414	给水泵汽轮机	325
热偏差	635	汽轮机本体	503
对流受热面换热	127	汽轮机通流部分	530
管壁温度计算	184	汽轮机汽缸	517
空气预热器	372	汽轮机进汽部分	509
管式空气预热器	188	隔板与隔板套	175
热管空气预热器	620	支承方式与滑销系统	878
回转式空气预热器	273	汽轮机转子	537
空气预热器振动	372	叶轮	818
前置预热器	545	叶片	821
锅炉构架	203	汽封	491
锅炉构架计算	205	支持轴承	880
锅炉强度	218	推力轴承	749
锅炉系统强度	225	平衡盘	480
锅炉受压元件强度	223	盘车装置	472
锅炉密封	215	高压油顶轴装置	174
锅炉膨胀中心	216	联轴器	399
刚性梁	167	[通流气动热力设计]	
锅炉外护板	225	汽轮机级	505
锅炉炉墙	211	汽轮机级内损失	506
炉墙材料	109	汽轮机通流部分热力计算	532
炉墙保温计算	109	调节级的热力计算	708
锅炉排渣	216	扭叶片级气动热力设计	468
水力排渣装置	675	高效叶型及叶栅	173
刮板捞渣机	183	[叶轮叶片强度振动]	
圆盘出渣机	846	叶轮振动	820
螺旋出渣机	419	叶轮强度	819
碎渣机	699	叶片振动	827
冷渣器	388	叶片强度	824
锅炉附件	202	叶片疲劳	823
安全阀	1	末级叶片强度振动	454
给水调节阀(见调节阀)	329(707)	[调节和保安系统]	
水位表	684	汽轮机调节系统	524
吹灰装置	71	汽轮机调速器	527
汽轮机	495	传动放大机构	66
汽轮机热力特性	520	配汽机构	475
汽轮机热力系统	521	进汽调节方式	360
超临界压力汽轮机	48	节流调节(见进汽调节	
中间再热汽轮机	899	方式)	342(360)
热电联产汽轮机	616	喷嘴调节(见进汽调节	
		方式)	478(360)

调节特性	709	燃气轮机	558
同步器	713	燃气轮机热力循环	574
抽汽调节	58	压气机	798
汽轮机油系统	536	压气机喘振	801
汽轮机保安系统	503	燃烧室	606
自动主汽门	932	燃气透平	591
中压联合汽门(见自动主 汽门)	902(932)	燃气透平冷却系统	593
危急保安器	757	燃气轮机总体结构	587
窜轴保护	76	燃气轮机轴系方案	584
低油压保护	93	燃气轮机控制系统	571
低真空保护	93	燃气轮机空气过滤器	570
汽轮机监视仪表	507	燃气轮机消声器	578
轴向位移监视器	906	燃气轮机盘车装置	573
胀差监视器	856	自动同步离合器	931
转子偏心度监视器	923	燃气轮机起动系统	574
轴(承)振动监视器	903	燃气轮机通流部分清洗系统	578
[转子整体振动]		燃气轮机使用的燃料	576
汽轮发电机组轴系	495	燃用低热值煤气的燃气轮机	611
轴系扭振	905	直接燃煤燃气轮机	882
转子临界转速	923	燃气-蒸汽联合循环	596
轴系稳定性	906	联合循环余热锅炉	396
油膜振荡	839	燃气-蒸汽联合循环机组控制 系统	600
[回热设备及其他]		蒸汽动力发电厂的联合循环改造	863
表面式加热器	22	透平发电机	714
混合式加热器	277	同步发电机	711
加热器保护系统	337	透平发电机定子	726
除氧器	64	透平发电机转子	746
给水泵	323	[电磁原理和工作特性]	
液力联轴器	829	感应电动势	167
汽轮机本体疏水系统	504	旋转磁动势	785
热网加热器	636	电枢反应	116
[凝汽设备]		透平发电机特性曲线	742
凝汽器	462	电磁制动转矩	101
多压式凝汽器	128	电磁功率	100
凝汽器热力特性	166	整步功率	872
凝汽器胶球清洗装置	466	[重要性能指标]	
抽气设备	57	透平发电机额定功率	728
循环水泵	792	透平发电机最大容量或输出功率	748
凝结水泵	461	透平发电机出力图	720
干式冷却凝汽装置	163		

发电机效率	135	电力系统稳定器	105
短路比	121	[火力发电厂电气设备]	
负序电流承载能力	160	[发电机电压设备]	
电磁负荷	100	发电机引出线及设备	136
透平发电机电抗	725	发电机断路器	134
透平发电机时间常数	741	[变压器及电抗器]	
转动惯量	921	升压变压器	647
透平发电机冷却方式	738	联络变压器	398
氢气系统	547	[升压站设备]	
密封油系统	446	断路器	124
水内冷发电机冷却水系统	677	隔离开关	177
空冷发电机空气系统	371	电压互感器	117
[透平发电机特殊问题]		电流互感器	106
机座隔振	318	避雷器	13
电磁屏蔽	100	组合电器	938
低频谐振	92	[厂用电设备]	
次同步谐振	74	起动/备用变压器	484
轴电流	904	厂用工作变压器	44
电腐蚀	101	低压厂用变压器	93
透平发电机励磁系统	740	照明变压器	856
直流励磁机励磁	890	厂用电动机	36
交流励磁机励磁	340	开关柜	368
交流励磁机静止整流器励磁	340	厂用中压开关柜	45
交流励磁机旋转整流器励磁	341	厂用低压开关柜	36
自并励整流励磁	925	保安电源	6
自复励整流励磁	933	交流不停电电源	339
辅助绕组励磁	157	[直流设备]	
三次谐波励磁	641	蓄电池	777
自动电压调整	926	充电装置	56
强行励磁	545	[电缆]	
灭磁	447	电力电缆	104
[主要性能指标]		控制电缆	373
励磁系统电压响应比	395	火力发电厂设计	297
高起始响应	171	建厂条件	338
励磁系统顶值电压倍数	395	设计原始资料	643
阶跃响应	341	水文地质	684
励磁系统保护	394	岩土工程	817
[附加装置]		设计容量	643
过励磁限制器	234	规划容量	189
最低励磁限制器	938	全厂总体规划	552
伏/赫保护	151		

厂区总布置	32	烟、风、煤粉管道设计	805
主设备选择	919	防爆设施	140
主厂房布置	911	除灰渣系统	63
控制中心布置	377	机械除灰系统	311
单元控制室	86	水力除灰系统	674
网络控制室	756	气力除灰系统	487
热力系统	626	厂外输灰系统	35
主蒸汽系统	920	循环流化床锅炉除底灰系统	789
再热蒸汽系统	848	灰渣场	266
抽汽系统	60	冷却水系统	384
汽轮机旁路系统	515	直流冷却水系统	889
主凝结水系统	919	循环冷却水系统	786
给水系统	329	冷却塔	386
辅助蒸汽系统	158	冷却池	382
抽空气系统	57	取水设施	551
供热系统	181	取地表水设施	548
排污系统	471	取地下水设施	519
疏放水系统	665	干式冷却系统	165
起动汽源(见辅助蒸汽		干湿式联合冷却系统	162
系统)	484(158)	辅助冷却水系统	157
汽水管道	541	生活水系统	647
汽水管道附件	541	[辅助系统和布置]	
管道支吊架	186	压缩空气系统	802
[燃料储运]		氢气站	518
煤炭储运系统	439	柴油发电机电站	28
管道输煤	186	电气系统	109
陆路输煤	418	电气主接线	112
水路输煤	676	电气主设备布置	115
煤炭破碎设施	440	发电机引出线布置	136
厂内输煤设施	30	主变压器区布置	911
厂内储煤设施	29	发电机电压配电装置	133
煤炭取样和计量装置	440	[配电装置布置]	
液体燃料储运系统	834	屋内型配电装置	768
气体燃料储运系统	490	屋外型配电装置	768
燃烧系统	610	气体绝缘金属封闭开关装置	489
煤粉制备系统	426	厂用电系统	42
磨煤机选型	453	厂用电接线	39
流化床锅炉煤的制备系统	403	保安电源接线	6
石灰石制备系统	657	厂用电设备选择	40
烟风系统	806	厂用电设备布置	40
风机选择	150	交流不停电电源	339

操作电源系统	26	火力发电厂施工	298
蓄电池直流系统	780	[火电厂施工技术]	
电气二次回路	107	起重机械	485
控制回路	374	运输车辆	846
信号回路	776	地基处理	94
测量回路	27	桩基施工	923
同步回路	712	土石方施工	748
[继电保护装置]		汽轮发电机基座施工	494
透平发电机继电保护	732	混凝土施工	278
联络变压器保护	398	主厂房结构施工	917
厂用电系统保护	42	集中控制室装修施工	320
[安全自动装置]		烟囱施工	803
备用电源自动切换装置	10	冷却塔施工	387
小电流接地系统接地信号装置	775	取水构筑物施工	550
网络微机监控系统	757	钢筋混凝土循环水管施工	168
[电缆设计]		岸边泵房施工	3
电缆选择	104	输煤建筑物施工	665
电缆布置	102	灰坝施工	263
电缆防火	102	锅炉安装	194
[照明系统]		汽轮机安装	509
厂房照明	28	燃气轮机安装	562
控制室照明	374	透平发电机安装	719
厂区照明	32	凝汽器安装	464
厂内通信系统	31	给水泵安装	324
结构和建筑	345	磨煤机安装	451
主厂房结构	916	风机安装	149
主厂房建筑	916	除尘器安装	62
汽轮发电机组基座	495	烟气脱硫装置安装	812
主厂房抗震	918	管道施工	184
电气设施建筑抗震	109	焊接	241
烟囱	803	保温施工	8
主厂房基础	915	循环水泵安装	793
采暖通风和空气调节	25	母线安装	455
保温和防冻	7	接地装置施工	342
消防设计	774	阴极保护施工	836
消防水系统	774	电缆施工	103
化学药剂灭火系统	252	蓄电池安装	780
劳动安全与工业卫生	380	厂用配电装置安装	11
技术经济指标	335	二次线施工	130
燃气轮机发电厂设计	565	热工仪表控制系统安装	619
计算机辅助设计	329	主变压器安装	908

断路器安装	125	锅炉燃烧调整	221
气体绝缘金属封闭开关设备施工	489	液态排渣炉运行	831
启动调整试验	484	燃油燃气锅炉运行	612
厂用电受电	41	循环流化床锅炉运行	789
化学水处理调试	251	锅炉非设计工况运行	201
静电除尘器调整试验	364	锅炉最低稳燃负荷	228
锅炉首次点火	223	直流锅炉运行调整	389
蒸汽系统吹洗	870	煤粉制备系统运行	429
安全阀校验	1	锅炉受热面吹灰	223
流化床锅炉调试	404	锅炉停运	224
汽轮机调节系统静态特性试验	527	锅炉异常运行	227
汽轮机首次通汽启动	522	燃烧室结渣	609
机组连锁保护试验	312	受热面沾污	664
电气整套启动试验	111	高温烟气腐蚀	171
自动励磁调节装置试验	930	低温烟气腐蚀	92
模拟量控制系统调整试验	449	液态排渣炉析铁	830
计算机系统调整试验	334	[锅炉事故]	
整套启动试运行	872	锅炉断水	201
甩负荷试验	669	锅炉满水	214
机组性能试验	315	汽温汽压骤降	543
火力发电厂运行	303	锅炉爆管	197
状态检修	924	炉膛灭火	116
运行技术经济指标	847	炉膛爆炸	113
燃料管理	555	尾部烟道再燃烧	759
[机组运行技术]		煤粉制备系统爆炸	128
设备运行状态	642	锅炉检修	210
机组启动	313	承压件裂纹处理	51
中压缸启动(见机组		回转式空气预热器检修	275
启动)	902(313)	辅机转子平衡	156
机组运行方式	316	燃烧器检修	605
定压运行	120	磨煤机检修	152
变压运行	20	静电除尘器检修	363
调峰运行	706	阀门检修	138
超临界压力机组运行	17	[汽轮机运行]	
电气运行技术	109	汽轮机启动	516
[锅炉运行]		汽轮机经济运行	512
自然循环锅炉启动	935	汽门快控技术	540
直流锅炉启动	885	凝汽器运行	167
控制循环锅炉启动	376	除氧器运行	65
锅炉经济运行	211	锅炉给水泵运行	209
		循环水泵运行	794

回热加热器运行	272	透平发电机异常运行	744
供热汽轮机运行	180	透平发电机故障	728
循环水冷却设备运行	794	透平发电机的运行监测和诊断	722
汽轮机定期运行试验	505	发电厂电气系统的运行	132
汽轮机超速试验	504	主变压器的运行	908
汽轮机甩负荷试验	523	厂用电机的运行	37
汽轮机停运	529	厂用电系统设备的运行	45
汽轮机异常工况运行	535	透平发电机检修	736
「汽轮机事故」		机组性能试验	315
机组振动	317	锅炉性能试验	226
超速	50	汽轮机性能试验	534
水冲击	671	透平发电机性能试验	743
动静部分碰磨	120	燃气轮机与联合循环机组的	
隔板损坏	175	验收试验	581
主轴弯曲	921	火力发电厂自动化	304
断轴	126	火力发电厂自动化设计	306
叶轮裂飞	818	「检测和仪表」	
叶片损坏及处理	826	热工量检测	618
油系统着火	842	温度检测	760
轴瓦损坏	905	压力检测	797
汽轮机检修	508	液位检测	835
直轴	891	料位检测	400
套装叶轮拆装	703	流量检测	406
汽缸法兰结合面变形处理	493	机械量检测	311
汽缸裂纹处理	493	烟气成分检测	806
转子裂纹处理	922	煤量检测	430
转子动平衡	922	电气量检测	108
叶片拆装	822	工业电视	179
燃气轮机运行	583	炉膛火焰检测	415
燃气-蒸汽联合循环机组运行	601	防火检测	140
燃气透平叶片腐蚀	595	显示及记录仪表	771
燃气轮机检修	569	模拟量控制系统	447
燃气轮机与联合循环机组的典		火力发电机组动态特性	308
型故障	579	锅筒式锅炉模拟量控制系统	236
透平发电机的正常运行	724	给水控制系统	327
透平发电机的起动、并网与		汽温控制系统	542
停机	720	燃烧控制系统	604
空冷发电机的运行	371	直流锅炉模拟量控制系统	883
水内冷发电机的运行	676	汽轮机控制系统	513
氢冷发电机的运行	546	给水泵汽轮机控制系统	326
水氢氢冷发电机的运行	682		

单元机组协调控制系统	83	数据服务器	667
就地控制	364	数据通信网络	667
自动调节装置	930	计算机控制系统的抗干扰	333
数字式调节仪表	668	自动化系统电源	928
基地式调节仪表	319	自动化系统气源	929
执行机构	881	自动化系统的管路和电缆	928
[控制阀]		厂级自动化系统	29
调节阀	707	火电厂培训仿真机	282
电动阀	101		
电磁阀	100	电厂化学	97
变送器	19	火力发电厂水处理	301
顺序控制	691	天然水	705
[顺序控制系统]		水质指标	689
单元机组自起停控制	86	沉积物	51
汽轮机自起停控制	539	水垢	672
给水泵起停控制	325	腐蚀	158
煤粉制备系统顺序控制	429	积盐	318
辅机顺序控制	155	锅炉补给水处理	197
水处理系统顺序控制	671	预处理	845
输煤系统顺序控制	666	曝气-吹脱	182
水泵房控制	670	混凝	277
[顺序控制装置]		澄清器(池)	53
可编程逻辑控制器	370	沉淀池	51
[机组保护]		过滤器(池)	235
炉膛安全监控系统	411	离子交换软化和除盐	391
汽轮机保护(见汽轮机保安		离子交换树脂	391
系统)	503(503)	离子交换器	389
汽轮机监视仪表	507	离子交换树脂的污染	393
发电机保护(见透平发电机		膜分离技术	150
继电保护)	133(732)	反渗透	138
单元机组保护	82	电渗析	116
瞬间甩负荷快控保护	691	电除盐	99
报警系统	8	超过滤	45
[计算机监视和控制]		蒸馏法	357
[计算机监控系统]		锅炉补给水处理系统设计	199
计算机监视系统	331	凝结水精处理	462
分散控制系统	142	前置过滤器	514
[计算机监控系统的组成]		混合床精处理装置	275
过程输入/输出通道	232	体外再生系统	704
过程控制采集站	231	树脂粉覆盖过滤器	666
人机接口站	637	冷却水处理	382

冷却水防生物污染	384	蒸汽加氧吹扫	867
冷却水防垢处理	383	电力用油	105
“零”排放	402	绝缘油	365
循环水补充水处理系统设计	794	汽轮机油	536
干式冷却系统的防腐	166	抗燃油	368
[热力系统化学加药]		六氟化硫	407
给水处理	327	油质监督	843
给水除氧	327	油质标准	843
氨处理	2	油试验方法	841
联氨处理	395	油系统清洗	842
加氧处理	337	油老化	838
中压水处理(见加氧处		油再生	842
理)	902(337)	混油	279
联合水处理(见加氧处		燃料质量监督	555
理)	396(337)	煤质分析	441
锅内水处理	228	液体燃料分析	834
磷酸盐处理	401	气体燃料分析	491
全挥发性处理	552		
闭式循环工业冷却水处理	13	金属监督	351
单元式化学加药系统	87	[金属基础知识]	
废水处理	141	金属晶体结构	353
化学监督	249	铁碳平衡图	710
水汽质量监督	682	钢铁基本组织	168
水汽质量标准	679	晶粒度	361
[试验方法]		过冷奥氏体转变图	233
水汽试验方法	678	金属热处理	355
水垢试验方法	673	退火	750
腐蚀产物试验方法(见		正火	877
水垢试验方法)	160(673)	淬火	76
水汽质量监测仪表	680	回火	271
集中式汽水取样及分析仪表装置	320	调质	710
凝汽器检漏装置	466	形变热处理	777
蒸汽携带	871	表面处理	21
热化学试验	621	金属化学热处理	350
热力设备金属腐蚀防护	624	渗铝	646
热力设备运行中腐蚀防护	626	金属材料	346
热力设备停用保护	625	碳素钢	703
锅炉化学清洗	208	合金钢	243
酸洗(见锅炉化学清洗)	696(208)	钢筋钢	168
络合清洗(见锅炉化学清		锅炉构架钢	205
洗)	419(208)	弹簧钢	701

耐热钢	457	金属持久塑性(见蠕变断裂)	347(639)
珠光体耐热钢	906	应力松弛	837
奥氏体耐热钢	4	疲劳	478
马氏体耐热钢	421	金属磨损	354
铁素体耐热钢	710	蠕变疲劳交互作用	640
锅炉钢	202	疲劳腐蚀交互作用	479
锅炉管子用钢	206	金属强化	354
锅炉筒用钢	231	断裂力学	122
锅炉炉用耐热合金钢	214	金属脆性	347
磨煤机耐磨材料	452	金属内耗	354
[汽轮机用钢及其他金属合金]		[金属监督技术]	
汽轮机叶片用钢	535	金属组织性能变化	359
汽轮机转子用钢	539	珠光体球化	907
轴承合金	903	石墨化	658
凝汽器管材	465	时效	658
汽轮机汽缸铸件	520	新相形成	776
[发电机用钢]		合金元素迁移	244
发电机转子用钢	137	金属化学成分分析	349
发电机护环用钢	135	合金相分析	244
发电机铁芯用钢	135	金属碳化物分析	356
紧固件用钢及合金	359	金属宏观检验	349
[燃气轮机用钢及合金]		光学金相显微分析	188
压气机叶片材料	802	定量金相技术	119
压气机转子材料	802	金属电子显微技术	347
燃气透平叶片材料	594	X射线衍射技术	771
燃气透平转子材料	595	中子衍射	902
燃烧室材料	609	断口分析	121
金属性能	357	失效分析	650
金属静力强度	353	钢中非金属夹杂物	170
金属塑性(见金属静力强度)	356(353)	钢中气体	170
金属硬度	358	无损探伤	770
金属短时高温强度	348	无损检测	770
金属韧性	356	超声波探伤	49
冲击韧性(见金属韧性)	56(356)	金属声学性能	356
断裂韧性(见断裂力学)	124(122)	声发射	649
脆性转变温度	76	射线探伤	644
蠕变	637	加速器探伤(见射线探伤)	337(644)
蠕变断裂	639	磁力探伤	72
金属持久强度(见蠕变断裂)	347(639)	涡流探伤	762

渗透探伤	647
红外线检测	247
裂纹深度测量	401
智能探伤仪	893
测厚仪	26
寿命管理	659
寿命预测	660
寿命诊断技术	662
寿命在线监测	661
电厂延寿	98
高温蒸汽管道寿命	172
管道支吊架调整	187

〔环境保护〕

环境保护法规	253
环境质量标准	260
环境空气质量标准	256

〔水体质量标准〕

地面水质量标准	95
渔业用水水质标准	844
海水水质标准	239
农业用水水质标准	469
地下水质量标准	95

〔卫生标准〕

《生活饮用水卫生标准》	649
《工业企业设计卫生标准》	179
环境噪声标准	259
火力发电厂环境影响	292
火力发电厂排放的污染物	296
污染物的迁移转化	766
酸雨	696
火电厂大气污染物排放标准	280
污水综合排放标准	767
农用粉煤灰中污染物控制标准	470
温室效应	761
烟气排放控制	808

〔烟气除尘〕

旋风除尘器	782
湿式除尘器	654
静电除尘器	362
袋式除尘器	81

除尘器性能试验	62
烟气脱 NO _x 技术	813
燃烧脱硫(见炉内喷钙增湿 活化法脱硫)	610(656)
烟气脱硫	811
废水处理	141
灰水处理	265
灰水再循环系统	265
油污水处理	841
酸碱废水处理	696
煤场排水处理	425
化学清洗废液处理	219
灰管防堵	264
生活污水处理	618
“零”排放	402

〔灰渣处理和利用〕

灰渣特性	269
灰渣处理	267
灰渣利用	267
粉煤灰用于水泥生产	146
粉煤灰用于筑路	146
粉煤灰改良土壤	111
粉煤灰微珠	144
粉煤灰选铁	145
水体热污染防治	683
噪声控制	840
消声器	777
火力发电厂环境监测	291
锅炉排烟监测	215
水质污染监测	688
大气污染监测	80
环境影响评价	251
污染气象学	761
山谷风	644
海陆风	239
大气稳定度	70
大气边界层(见污染气象 学)	78(764)
大气扩散模式	78
烟羽	815
烟羽抬升	816

烟囱有效高度(见烟羽抬 升)	804(816)	流化床燃烧技术	105
环境风洞实验	255	气固两相流化床工艺	186
水质模型	687	鼓泡流化床燃烧	183
臭氧层破坏	60	循环流化床燃烧	791
洁净煤发电技术	342	内江高坝发电厂 100MW 循环 流化床锅炉	158
洁净煤技术	344	加尔达纳电厂 250MW 循环流化 床锅炉	336
烟气脱硫	811	增压流化床燃烧	354
炉内喷钙增湿活化法脱硫	408	增压流化床联合循环	351
石灰石洗涤法烟气脱硫	656	韦尔坦电厂 PFBC 联合循环机组 ..	758
喷雾干燥法烟气脱硫	477	整体煤气化联合循环	873
海水洗涤法烟气脱硫	240	坦帕 IGCC 示范电厂	701
循环流化床法烟气脱硫	787	沃巴什河 IGCC 示范电厂	763
氨洗涤法烟气脱硫	2	比特纳姆 IGCC 示范电厂	11
活性炭烟气脱硫	279	普埃托拉诺 IGCC 示范电厂	181
电子束烟气脱硫	118	煤气化工艺	131
低 NO _x 燃烧技术	89	煤气净化工艺	136
烟气脱 NO _x 技术	813	外燃式燃煤联合循环	754
烟气 SO ₂ /NO _x 联合脱除技术	809	以煤的气化为基础的多联产技术	835
CO ₂ 减排技术	25		

彩图插页目录

1. 元宝山发电厂外观	1	25. 200 kW PAFC 燃料电池发电装置流程图	14
2. 华能上海石洞口第二电厂外貌	1	26. PAFC 燃料电池发电装置配置图	15
3. 平圩发电厂厂区	2	27. 600 MW Π 形控制循环锅炉断面图	15
4. 邹县发电厂外观	2	28. 350 MW W 形火焰锅炉断面图	16
5. 华能珙璜电厂全景	3	29. 350 MW 液态排渣锅炉断面图	16
6. 北仑发电厂外观	3	30. 低 NO _x 旋流煤粉燃烧器	17
7. 外高桥发电厂鸟瞰	4	31. 直流煤粉燃烧器	17
8. 绥中发电厂外貌	4	32. 炉内墙式燃烧火焰	18
9. 张家口发电厂外观	5	33. 炉内四角切圆燃烧火焰	18
10. 青山发电厂全景(香港中华电力公司)	5	34. 煤燃烧形态变化	18
11. 龙鼓滩发电厂全貌(香港中华电力公司)	6	35. 三分全回转式空气预热器	19
12. 台中火力发电厂(台湾电力公司)	6	36. 控制循环泵	19
13. 川越火力发电厂(日本中部电力公司)	6	37. MBF 型中速磨煤机	19
14. 横滨火力发电厂(日本东京电力公司)	7	38. 中速磨煤机旋转分离器	20
15. 松浦火力发电厂(日本电源开发公司部分)	7	39. 双进双出球磨机系统图	20
16. 施瓦茨蓬普(黑泵)发电厂(德国 VEAG 电力公司)	8	40. 风扇磨煤机	21
17. 尼德奥森发电厂(德国 RWE 电力公司)	8	41. 静叶可调轴流式风机	21
18. 斯卡贝克发电厂(丹麦 Elsam 电力公司)	8	42. 1300 MW 双轴汽轮机外观图	22
19. 马丁巴发电厂(南非电力公司)	9	43. 1200 MW 单轴汽轮机外观图	22
20. 内江 100 MW 循环流化床锅炉电厂	9	44. 800 MW 汽轮机外貌	23
21. 加尔达达 250 MW 循环流化床锅炉电厂(法国电力公司)	9	45. 装于华能上海石洞口第二电厂的超临界压力 600 MW 汽轮机组	23
22. 汽轮机发电厂生产工艺流程图	10	46. 亚临界压力 600 MW 汽轮机组	24
23. 柴油机发电机组装置图	12	47. 700 MW 超超临界压力(31 MPa, 566/566/566℃) 汽轮机剖视图	24
24. 燃气-蒸汽联合循环电厂流程图	14	48. 汽轮机高压缸剖视	25
		49. 汽轮机中压缸剖视	25
		50. 汽轮机低压缸剖视	25
		51. 凝汽器胶球清洗装置示意图	26
		52. 大型锅炉给水泵剖视图	26

53. 带疏水冷却器的高压加热器	27	储煤场	10
54. 间接干冷自然通风塔装置	27	88. 北仑发电厂的运煤码头	40
55. 直接干式冷却装置	28	89. 码头卸煤机	41
56. 给水泵变速传动用的液力联 轴器	28	90. 工作中的翻车机	41
57. 高压旁路系统的调节阀	29	91. 斗轮式堆取料机	11
58. 重型燃气轮机剖视图	29	92. 仓式圆形储煤场堆取料机	42
59. 立式余热锅炉剖视图	30	93. 输灰柱塞泵	12
60. 单轴式燃气-蒸汽联合循环机 组配置图	30	94. 气力除灰设备	13
61. 水氢氢透平发电机结构示意图	31	95. 大坝电厂黄河取水沉淀设施	43
62. 氢内冷透平发电机结构示意图	31	96. 华能珞璜电厂取水沉沙池	43
63. 136 kV 高压透平发电机示意 图	31	97. 自然通风湿式冷却塔剖视	44
64. 氢内冷透平发电机机座	32	98. 由冷却塔排出脱硫后的烟气	45
65. 氢内冷透平发电机定子铁芯	32	99. 反渗透装置	45
66. 氢内冷转子护环悬挂式结构	32	100. 反渗透装置元件	46
67. 氢内冷转子绕组端部结构	32	101. 用自升式起重机和炉顶吊安 装2000 t/h 锅炉	46
68. 500 kV 屋内型全封闭开关站	33	102. 2000 t/h 锅炉吊装锅筒	46
69. 500 kV 屋外型全封闭开关站	33	103. 600 MW 汽轮机安装	47
70. 升压变压器和厂用变压器	34	104. 汽轮机用激光准直仪找中心	48
71. 变压器绕组和铁芯	34	105. 600 MW 发电机定子吊装就 位	48
72. 干式变压器	34	106. 600 MW 发电机穿转子	48
73. 发电机断路器	35	107. 钢结构主厂房框架吊装	49
74. 中压真空断路器	35	108. 冷却塔滑模法施工	49
75. 中置式中压开关柜	35	109. 静电除尘器示意图	49
76. 真空灭弧室	35	110. 袋式除尘器示意图	50
77. 220 kV 屋内升压站	36	111. 湿式石灰石烟气脱硫系统吸 收塔断面	50
78. 500 kV 屋外升压站	36	112. 喷雾干燥脱硫系统中的旋转 喷雾装置	51
79. 330 kV SF ₆ 断路器	36	113. 循环流化床法脱硫系统设施 断面	51
80. 330 kV 单柱式隔离开关	36	114. 海水洗涤法烟气脱硫系统图	52
81. 深圳西部电厂单元控制室	37	115. 电子束照射烟气脱硫流程图	52
82. 华能上海石洞口第二电厂单 元控制室	37	116. 用微细煤粉再燃烧系统降低 NO _x 技术	53
83. 华能福州电厂单元控制室	38	117. SNO _x 联合脱 SO ₂ /NO _x 技术	53
84. 华能上海石洞口第二电厂输 煤控制室	38	118. 加尔达纳电厂250 MW 循环 流化床锅炉	54
85. 龙鼓滩发电厂单元控制室	39	119. 内江发电厂100 MW 循环流 化床锅炉断面图	55
86. 盘山发电厂500 MW 燃煤机组 培训仿真机	39		
87. 石洞口发电厂的输煤码头和			

120. 比赫讷姆 IGCC 电厂流程图	54	122. 韦尔坦电厂 80 MW 级 PFBC-	
121. 比赫讷姆 IGCC 电厂全貌	56	CC 装置图	56

本卷彩色图片均由国内外有关公司和厂家提供，或选自展览会上有关厂家提供的宣传材料，不再一一注明出处。



1. 安全阀

安全阀 (safety valve) 进口侧介质静压超过其起座压力整定值时能突然起跳至全开的自动泄压阀门，是锅炉等压力容器防止超压的重要安全附件。为限制工质排放损失，当压力恢复正常或稍低的压力后，应能自行关闭。起座压力与回座压力之差称为启闭压差。

锅炉用安全阀的总排放能力，一般均要求等于或大于锅炉的最大蒸发量。安全阀装设在锅炉锅筒、过热器出口和再热器出口联箱或管道上。锅炉上各安全阀的起座压力的整定值有所区别，动作次序有先后，其中最高起座压力不高于工作压力的 1.1 倍。

按载荷控制方法和加载方式分类，最常见的安全阀有：①直接载荷杠杆重锤式安全阀；②直接载荷弹簧式安全阀；③先导式安全阀；④动力控制泄压阀；⑤带补充载荷的安全阀等。其中直接载荷弹簧式安全阀和动力控制泄压阀应用尤为普遍。在美国、加拿大、日本等国的法规中，明文规定不准采用上述两种以外其他型式的安全阀。

安全阀的排放量应由制造厂提供，如缺少资料可按下式计算： $E = 0.235A(10.2p-1)K$ ，式中 E 为安全阀的理论排放量， kg/h ； p 为起座压力， MPa （表压）； A 为安全阀排汽面积，为 $\pi d^2/4$ ， mm^2 ； K 为安全阀起座压力下蒸汽比体积修正系数。

按国际标准化组织 (ISO) 和美国机械工程师学会 (ASME) 规范，对安全阀的基本要求为：①起座压力允许偏差为 $\pm 1\%$ ；②启闭压差的允许范围为 $2.5\% \sim 7\%$ ，直流锅炉和再热器管道为 10% 及以下；③在 90% 起座压力下没有泄漏现象；④不应有频跳、颤振和卡阻等机械故障；⑤总排汽能力应在排除锅炉所产生的全部蒸汽时不致使压力升高超过锅炉设计压力的 10% ；⑥达到全行程时的超压应不大于起座压力的 3% 。

随着锅炉压力的提高，安全阀密封面的泄漏成了人们关注的问题。当前，在结构上产生了“热均衡阀瓣”；在调试方法上，美国首先实行在起停锅炉时利用一种叫“油压活塞装置”的辅助装置，对安全阀进行起

座压力的整定。这些均能有效减少密封面损坏的可能性。

1. 安全阀校验

安全阀校验 (safety valve adjustment) 调整安全阀的整定值，使在锅炉压力达到安全阀整定值时能自动开启，以排除多余介质，保证锅炉在额定压力下继续运行。安全阀有杠杆重锤式、弹簧式和脉冲式等，中、低压锅炉一般采用前两种，高压以上锅炉采用弹簧式和脉冲式。

校验前工作 检查安装制造质量，如阀门垂直度，防止重锤移动、杠杆越位及弹簧调节螺杆误动等装置情况；安全阀不得承受管道振动及排汽管的外力；气控及电气回路试验合格；气控管路需吹扫干净，压缩空气需经除油除湿，气压稳定，气室严密，气控阀可靠；脉冲安全阀的脉冲管需吹洗干净并保温；电磁铁的盖帽及磁铁中心螺塞内槽需与大气贯通，无空气阻尼现象。

校验方法 有带负荷校验和不带负荷校验，前者是在机组并网条件下，用同步器改变汽轮机负载，以调节锅炉压力进行的，后者是改变锅炉燃烧率进行的。再热器安全阀校验一般在汽轮机启动前或停机后用一级或二级旁路和再热器向空排汽控制压力单独进行。校验前需投入汽轮机盘车装置、凝结水、循环水及真空等系统。

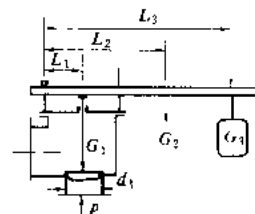


图 1 杠杆重锤式安全阀校验图

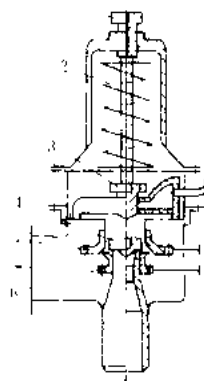


图 2 弹簧式安全阀校验图

- 1 调节螺杆；2 弹簧；
- 3 阀瓣背压调节装置；
- 4 阀瓣；5 上调整环；
- 6 下调整环

(1) 杠杆重锤式安全阀校验 (图 1)：在测得喉部直径 d_1 、阀杆和阀瓣等自重 G_1 、杠杆重 G_2 及重锤重量 G_3 之后，按整定压力 p 算出 L_1 ：
$$L_1 = \frac{\pi}{4} d_1^2 p L_1 - G_1 L_1 - G_2 L_2 - G_3 L_3$$
 校验时改变 L_1 使重锤施于阀瓣上的力和蒸汽托起的力相平衡。

(2) 弹簧式安全阀校验 (图 2)：调整弹簧调节螺杆，使弹簧作用于阀瓣上的力和蒸汽托起的力相平衡。对有上下调整环和阀瓣背压调节装置的安全阀，其下环的调整应使阀门在接近整定压力前不



生泄漏现象,达整定压力时能迅速起座,而回座时又能起到缓冲作用;其上环的调整应满足阀瓣的开启高度,最后调整阀瓣背压调节装置,使安全阀的起、回座压差达到要求

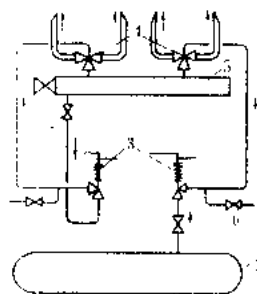


图3 脉冲式安全阀
1 锅筒; 2 截止阀; 3 脉冲式安全阀; 4 主安全阀; 5 过热器集箱; 6 节流阀

(3) 脉冲式安全阀校验: 此阀由主安全阀、弹簧式或杠杆重锤式脉冲安全阀、截止阀、节流阀等组成(图3)。校验前开启截止阀供气,调整弹簧式脉冲安全阀的弹簧压缩量或杠杆重锤式安全阀的重锤至支点的尺寸,其方法与前述两种安全阀相同。要求在锅炉蒸汽压力达到整定值时脉冲安全阀动作。脉冲蒸汽进入主安全阀活塞缸,推动活塞使主安全阀开启。节流阀是主安全阀回座时活塞缸排汽的通道,调整节流阀的开度使主安全阀能迅速回座,并能缓慢回座,以防止密封面在回座时受撞击损伤。

对于大型锅炉的安全阀还可利用液压顶升装置,在锅炉运行工况下对安全阀进行校验。其作用原理是利用液压顶升装置对安全阀附加一开启力,实际校验时可根据当时运行压力及液压顶升装置的油压,计算出安全阀的动作压力值。

氨处理

(ammonia treatment) 向锅炉给水中加入一定浓度的氨调节 pH 值,以防止设备金属腐蚀的一种技术措施。火力发电厂调节给水 pH 值的方法,除加氨外,也可添加其他挥发性碱性药剂,如吗啉、环己胺、二乙基胺基乙醇等。中国火电厂大都采用氨处理。

火电厂锅炉补给水会带进二氧化碳,凝结水系统漏入空气的可能性也较大(尤其在低负荷情况下),加上给水中一些杂质进入锅炉后,在高温高压下发生热分解,也会产生二氧化碳。因此,应进行给水的氨处理,使 pH 值保持在规定范围内,防止因 pH 值较低而引起金属腐蚀,使给水的铁、铜含量符合标准。

火电厂的氨处理是向给水添加适量的氨水。运行中,按锅炉机组所规定的 pH 值,控制加氨量。当前,中国的低压加热器大都采用铜材,给水的 pH 值不宜过高,以免引起铜腐蚀。但是,为了抑制高压加热器碳钢管的腐蚀,又要求给水 pH 值高些。为此,不少电厂

采取两级加氨的方式,即先后在锅炉补给水除盐装置或凝结水净化装置和除氧器的出水管上加氨,最后达到所要求的规定值。也可按给水系统加氨的调整试验结果,确定加药点和加药量,使给水中铁和铜的含量最低。

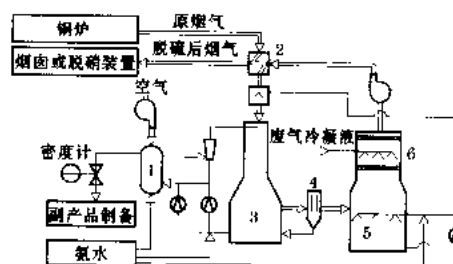
给水氨处理不仅能防止水中游离二氧化碳对热力系统金属的腐蚀,减少水汽系统的腐蚀产物,也能相应地减缓锅炉受热面的结垢速度,而且不增加水中的含盐量。但是,必须在锅炉补给水和凝结水等带入二氧化碳很少的基础上进行给水的氨处理。否则,由于加氨量较多,系统中黄铜管受腐蚀的可能性也较大,特别是在凝汽器的空气抽出区,将造成液膜中氨的浓缩,形成氨蚀。此外,加氨量较多,还会缩短凝结水混合床精处理装置的运行周期,造成频繁的再生操作,并浪费化学药品。

氨洗涤法烟气脱硫

(ammonia scrubbing flue gas desulfurization)

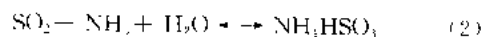
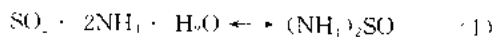
用氨作为吸收剂对烟气进行洗涤吸收的脱硫工艺。脱硫效率可达 93% 以上;消耗 1 t 氨,约可生成 3.9 t 硫酸铵。

工艺流程 脱硫系统主要由一级洗涤塔、二级洗涤塔、氧化器、原料氨供给系统和副产品加工系统组成。简化工艺流程如图所示,由锅炉来的烟气通过烟气换热器使烟温降低到 110℃ 左右,在进入一级洗涤塔之前,采用二级洗涤塔抽出的洗涤液喷淋激冷使烟气温度降低到饱和温度。之后进入一级洗涤塔,由碱性氨水洗涤液脱除 80% 左右的 SO_2 , 烟气经过雾沫分离器后,再进入二级洗涤塔,进一步脱除 10% 左右的 SO_2 。在两级洗涤塔中按照式(1)、(2)进行化学反应生成亚硫酸铵和亚硫酸氢铵溶液。



氨洗涤法烟气脱硫工艺流程图

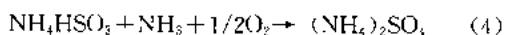
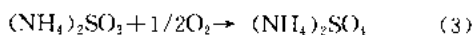
1 氧化器; 2 烟气换热器; 3 一级洗涤塔; 4 雾沫分离器; 5 二级洗涤塔; 6 高效雾沫分离器



脱硫后的烟气经过二级洗涤塔中的高效雾沫分离器,使烟气中呈气溶胶状态的氨逸出量降低到 $10\text{mg}/\text{m}^3$

以下,之后经过气/气换热器使烟温由 50℃左右提高到排烟所要求的温度,然后引入烟囱。

从第一级吸收塔抽出部分亚硫酸铵和亚硫酸氢铵组成的混合液引入氧化器,同时向氧化器内通入适量氨水和空气,按式(3)和式(4)进行化学反应生成硫酸铵。按照氧化器中反应产物密度调整抽出量,送入副产品制备系统,使其生成固态颗粒状硫酸铵。把副产品制备系统中产生的废气冷凝液送回二级洗涤塔,使其中的碱性物继续参与脱硫。



技术特点 氨洗涤法是一种既不产生废水,也不产生任何工业垃圾的脱硫工艺。副产品是可以达到等级标准的硫酸铵化肥,也可以作为氮磷钾复合肥的配料。但是,硫酸铵吸水性较强,如果不能及时销售就必须特殊处理,以免造成二次污染。氨洗涤法还可以使烟气中其他微量酸性组分如 HCl 和 HF 等转化为铵化合物,其在副产品中的含量是商业标准可接受的。如在烟气上游采用氨基选择性催化或非催化还原 (SCR 或 SNCR) 脱 NO_x 工艺,则上游逃逸的氨反应剂自然会在下游脱硫系统内耗尽。见烟气 SO₂、NO_x 联合脱除技术。

发展历史 该工艺由德国的瓦尔特公司 (Walther & Cie AG) 首先研究开发。1983 年首次应用于曼海姆 (Mannheim) 电厂一台 475 MW 机组 (处理 50% 烟气量)。由于未能从烟气中将洗涤过程残留下来的氨气溶胶分离出来,造成排烟中氨含量较大,在烟囱出口形成蓝色烟羽,被迫于 1988 年停运。该系统累计运行约 2.5 万 h; 进口 SO₂ 平均浓度 2200 mg/m³, 出口最大 SO₂ 浓度 200 mg/m³。1988 年又在德国卡尔斯鲁厄 (Karlsruhe) 热电厂一台 190 MW 液态排渣锅炉上安装了一套氨洗涤法脱硫系统 (并带脱 NO_x 装置)。通过总结曼海姆电厂的经验,对脱硫系统和洗涤塔结构进行了很多改进,包括在出口侧加装湿式电除尘器,使烟气中的氨逸出量降低到 7 mg/m³ (标),解决了可见彩色烟羽的问题。6 年的经验 (运行超过 3 万 h) 证明,该工艺能可靠运行; 原烟气 SO₂ 浓度为 2600 mg/m³, 处理后系统出口 SO₂ 浓度小于 200 mg/m³。90 年代初,美国通用电气环保公司 (GEESI) 联合其他公司也试验开发了自己的氨洗涤 FGD 工艺,并于 1996 年设计安装第一套商业规模 (相当于 300 MW 电功率) 的装置。为此他们曾先在一套 3 MW 等级的试验系统上做过示范研究,验证了硫酸铵副产品的质量。

参考书目

Dr. - Ing. Michael Schultes. Abgasreinigung.
Germany Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 1996

unban chenggang shigong

岸边泵房施工 (bank side pump house construction)

岸边水泵房是坐落在水源岸边的供水建筑物,地面以上部分为钢筋混凝土结构可现浇也可预制装配式施工,地面以下部分的深度可达 20~30 m,甚至有更深的,施工难度较大。常用的施工方法有:大开挖整体浇筑法、沉井及沉箱法和地下连续墙法等几种。

大开挖整体浇筑法 通常是先施工围堰或打埋钢板桩,使水不致进入施工区域。然后,转入基坑土方开挖与降低地下水位施工。基坑在不打埋钢板桩开挖时,需视地质条件合理设置边坡,并采取防止出现滑坡的措施。水泵房的混凝土要按水工建筑的要求进行配方,除强度要求外,还有抗渗和抗冻的要求。底板的混凝土宜一次浇筑完,不留施工缝。墙体不允许留垂直施工缝,水平施工缝的位置应高出底板面 50 cm 以上,设在拉应力较小的断面处。墙体可采用支模法或滑模法施工。

沉井及沉箱法 主要适用于软土地基和埋置深度较深的建(构)筑物。沉井内部是井格形布置,外壁作长方形或圆筒体结构。它先在地面上制作好后,再进行下沉,待没入土中即作为泵房的墙体。下沉施工是靠沉井内部不断挖土,逐渐下沉到设计的深度。下沉方法有降水下沉和不降水下沉两种,视土质和地下水情况区别采用。挖土方法采用水力机械和抓斗挖掘机。不论采用哪一种,一般都是先挖除井中间的上,一次掏深在 50 cm 左右,再向四周刃脚处呈上坡挖掘,使整个取土形成锅底状。由于沉井的自重克服井壁四周土壤摩阻力,以及刃脚下的土被掏空后,沿正面阻力减小而发生下沉。下沉过程中要求能达到基本平稳下沉,保持井体不倾斜,位置不偏移和超沉量小等要求。

当沉井下沉到接近设计预定的标高并达到基本稳定后即可停止挖土准备封底。封底材料用素混凝土,方法有干封底和水下封底两种。封底时在周围刃脚下填以毛石或 10~30 cm 的砂垫层,然后在井格内按下沉稳定情况依次进行分块封底,然后再进行底板的施工。

沉箱的施工方法 与沉井基本相同,所不同的是前者需先制造一个作业室,它类似一只无底的封闭匣子。在作业室内通入一定压力的压缩空气,使室内压力保持相当于该深度处的静水头压力,以达到内外压力平衡,周围地下水不致涌入,从而能在无水的作业室内进行挖土下沉施工。施工人员出入沉箱时要经过减压或增压适应压力变化以策安全。

地下连续墙法 适用于深层地下建筑的施工。施工的基本方法是:在建(构)筑物预定的位置上,用特制挖槽机械,沿周边按序分段挖土。在挖掘作业中,边

挖边灌进膨润土泥浆填充,在膨润土泥浆护壁的作用下,很深的槽壁泥上不会塌下,故能连续开挖出一条狭长的深槽,最后,在槽内放置钢筋笼和浇灌混凝土成墙,或直接用事先预制好的钢筋混凝土墙板吊放在槽内拼装,从而筑成一条地下连续的墙壁。为使每槽段墙与墙之间的混凝土很好结合,使其具有良好的止水性和整体性,要用专门的接缝刮刷器刮刷已浇混凝土的待接面,使槽段之间的接头无夹泥,保证混凝土的接缝质量。地下连续墙完成后,先挖除墙内的表层土方,浇筑顶部的钢筋混凝土圈梁和支撑梁,待混凝土达到一定强度后,由上而下逐层开挖,逐层浇筑各层的支撑梁,以增强连续墙的刚性。土方下挖到泵房基础底部高程后,再浇筑钢筋混凝土底板以及其他平台、楼梯等结构。

奥氏体耐热钢

奥氏体耐热钢 (austenitic heat resistant steel)

在常温下为奥氏体组织或只含少量铁素体的奥氏体-铁素体双相组织的耐热钢。除含有较多量的抗氧化元素铬外,因含有较多量的奥氏体形成元素镍、锰、氮等因而使钢的常温组织为奥氏体。其合金元素总量在50%以下,为高合金钢,主要有铬镍、在铬镍基础上加入钨、钼、钒、铌、钛等强化元素、铬锰氮、铬镍锰以及铁铝锰等系列奥氏体耐热钢。在火电设备中主要用于金属工作温度超过600℃的高温构件,如超高压、亚临界参数和超临界参数锅炉的过热管和再热器的最高温度部分管子用铬镍奥氏体耐热钢1Cr18Ni9(美国ASME标准TP304)、铬镍基础上加入强化元素的1Cr18Ni9Ti和1Cr19Ni11Nb等(美国ASME标准TP321及TP347等)。铬锰氮奥氏体耐热钢如3Cr18Mn12Si2N可用于强度要求不高但以抗氧化为主的锅炉受热面管子吊挂等。有些国家也曾将铬镍奥氏体耐热钢用于水冷壁管及主蒸汽管道等。

奥氏体耐热钢的优点是:①具有600℃以上温度构件所需的高温强度以及抗氧化性能;②具有良好的工艺性能,如加工和焊接性能等。虽有新型马氏体耐热钢的发展,可以替代工作温度650℃及以下高温构件

的奥氏体耐热钢,但奥氏体耐热钢仍是亚临界参数和超临界火力发电机组锅炉工作温度为650℃以上受热面等高温构件不可替代的金属。尤其是当蒸汽温度超过590~600℃时则更是如此,如超超临界机组等。奥氏体耐热钢的缺点是:①价格昂贵;②导热率低,影响机组的起停速度,在变工况运行时内外壁温差较大;③膨胀系数约为珠光体耐热钢的1.5倍,此为运行中奥氏体耐热钢-珠光体耐热钢异种钢焊接接头易产生蠕变、疲劳交互作用裂纹而寿命短的主要原因;④对应力腐蚀敏感,尤其是在较高Cl⁻含量情况下,应力腐蚀裂纹甚至会在常温下以很快的速度产生和发展。曾出现过TP304钢过热器因管内水压试验后残存水中Cl⁻浓度偏高,而在安装现场几个月即普遍产生应力腐蚀裂纹而泄漏,从而更换全部高温过热器的实例。克服应力腐蚀敏感的主要对策是将镍铬奥氏体耐热钢的含碳量减到0.03%以下并加入减少钢敏化的强碳化物形成元素如钨、钼、钛、铌等。

奥氏体耐热钢无磁性,不能用磁粉检验方法进行奥氏体耐热钢构件表面的无损探伤。

奥托循环

奥托循环 (Otto cycle) 汽油机和煤气机理想化的热力循环,由绝热压缩、等容加热、绝热膨胀和等容放热四个可逆过程组成,用于四冲程或二冲程内燃机,又称等容加热内燃机循环。由德国工程师N. A. 奥托(Nikolaus August Otto)于1876年提出。

奥托循环的热效率为

$$\eta = 1 - \frac{1}{\epsilon^{\kappa-1}}$$

式中 κ 为工质的绝热指数; ϵ 为绝热压缩过程前和压缩过程后体积的比值,称为压缩比。上式指出,奥托循环的热效率由压缩比决定,压缩比越高,循环的热效率越高。这一结论在一定范围内对实际应用是有指导意义的。

虽然提高压缩比能提高奥托循环的热效率,但压缩比有一定的限度,否则压缩后的气体温度过高,会引起混合气体的爆燃,造成发动机工作不正常。

B

biaodongshi ranshaoyi tiaowen

摆动式燃烧器调温 (steam temperature control by tilting burner) 调整燃烧器的倾角以改变火焰中心位置, 借以改变炉膛出口烟温来实现汽温调节的方法。一般多用于切向燃烧的燃煤锅炉中。燃烧器上下摆动 $20^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 时, 炉膛出口烟温变化约 $110 \sim 140^{\circ}\text{C}$, 汽温调节幅度 $30 \sim 40^{\circ}\text{C}$ 。此种调温方法, 主要用于再热汽温的调节, 但燃烧器倾角改变时对过热汽温亦有明显影响。当燃烧器上下摆动时, 对靠近炉膛出口的受热面的换热温差影响较大, 其吸热量变化也较大, 因此应将被调对象的受热面(再热器或过热器)布置在炉膛出口附近, 可以获得明显的调温效果。

对于低灰熔点燃料, 为了防止结渣, 其调温幅度应加限制。对于挥发分甚低的燃料, 不宜采用此种调温方式。

在燃油锅炉中, 由于火焰较短, 摆动燃烧器对炉膛出口烟气温度影响较小, 调温效果不明显, 故一般不采用。

摆动式燃烧器调温方式调节灵敏, 不需增加附加受热面和功率消耗, 是调节再热汽温用得较多的手段之一。

biaomo lengque

薄膜冷却 (film cooling) 喷射冷却介质沿壁面形成保护层使免遭高温气流破坏的冷却技术。当冷却介质与高温气流为不同质的流体时, 常伴随有质量的传递。

如图 1(a) 所示, 把温度较低的气体或液体冷却剂通过需要热防护的壁面上的切向缝隙输送到表面上, 沿着高温气流的方向形成薄膜, 薄膜把固体壁面与高温气流隔离开来, 就可达到防止壁面因直接接触高温气

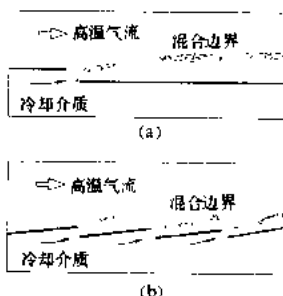


图 1 薄膜冷却示意图

流而损坏的目的。加大冷却介质的喷射速度和流量通常都会提高冷却效果, 但是由于喷射孔隙很难做到与固体壁面真正相切, 所以当喷射速度过大时, 它将穿透薄膜而直接进入高温气流, 这时不仅不能形成隔热薄膜, 反而因为增强扰动, 促进掺混而降低冷却效果。冷却介质自缝隙喷出后, 与高温气流汇合并逐步掺混, 薄膜的隔热作用也就随之消失。因此薄膜的冷却保护有效距离是有限的, 如果要延长这个距离, 就要接力式地在下游再添加冷却介质喷射缝隙(图 1, b)。整个壁面都被这种分段设置的气冷薄膜有效覆盖的冷却方式称为全气膜冷却。当结构上或工艺上受到限制而无法设置缝隙时, 常采用点阵式排列的许多小孔来喷射冷却介质(图 2, a), 这是一种比较现实可行的冷却技术方案。当采用特种工艺得到的多孔材质作为壁面材料时, 将得到一种更为理想的有别于薄膜冷却的方案——发散冷却(见图 2, b)。发散冷却的冷却介质通常是气体, 也可以是液体。当液体冷却介质通过多孔壁面形成保护性冷却层时, 冷却过程酷似人体发汗, 故又称发汗冷却。由于液体有很大的气化潜热, 发汗冷却具有更强的冷却效果。



图 2 发散冷却示意图

薄膜冷却有效地应用于燃气轮机燃烧室和透平叶片等高温零部件, 以及其他需要热防护的新技术装备上(如等离子体喷枪等)。由于冷却薄膜流动的复杂性, 虽然近年来人们对它开展的广泛研究已经取得众多成果, 利用边界层理论和射流等方面的数值计算技术在很多情况下已可进行设计计算, 但是采用近似的或模拟的方法进行的这类计算还不够成熟, 多数的设计基本上仍将依靠由实验方法得到的经验数据。

biaomo zhengfa huanre

薄膜蒸发换热 (film evaporation heat transfer) 饱和液体或接近饱和温度的未饱和液体沿壁温高于饱和温度的竖管壁或竖平壁成薄膜状下流时产生的蒸发换热过程。一般下流的液体自由液面大而厚度很小。

液体沸腾换热具有很高的换热系数, 其原因是: 汽泡上浮引起液体对换热面强烈的冲刷运动, 使液体与壁面间产生换热而急剧过热; 过热的液体在汽液两相分界面上(汽泡表面和自由液面)蒸发, 一部分液体吸引其蒸发潜热变成蒸汽, 并使过热液体冷却变为饱和

液体而再次向壁面冲刷。饱和液体对壁面的冲刷作用越强烈,液体的过热度越高,单位体积的液体所占有的汽-液两相分界面面积越大,都将导致换热系数的增高。据此,可用布膜器设计出一种人为的降膜蒸发器,将饱和液体或接近饱和温度的液体形成薄膜沿加热面流下。由于液膜很薄,液体不但具有高的过热度,而且单位体积还占有很大的汽-液两相分界面面积,因此这种降膜蒸发器具有很高的换热系数,在化工及制冷工业中已被广泛采用。

薄膜蒸发换热计算的主要目的是求出液膜厚度 b 与换热系数 α 之间的关系。20 世纪 50 年代以来,竖管式降膜蒸发器最先得到开发和推广应用。而竖板式降膜蒸发器直到 70 年代才出现,由于它的 α 高、动力消耗省、不易结垢并易于除垢,近年来也得到广泛应用。无论是管式或板式,其实验研究结果都整理成无量纲膜厚度 $B=b(hg)^{1/2}/\gamma$ 和液膜雷诺数 $Re=4\Gamma/\mu$ 之间的关系式 $B=c_1 Re^{n_1}$,以及无量纲换热系数 $\alpha^*=\alpha(\gamma^2/g)^{1/3}/\lambda$ 与 Re 及普朗特数 $Pr=\gamma/a$ 之间的关系式 $\alpha^*=c_2 Re^{n_2} Pr^{m_2}$,其中 λ 、 μ 、 γ 和 a 分别为液体的导热率、黏度、运动黏度和热扩散率; g 为重力加速度; Γ 为单位板宽上的液体流量; c_1 、 n_1 、 c_2 、 n_2 、 m 为实验常数,可从有关手册中查出。

保安电源

(emergency power supply) 为避免全厂事故停电时造成机组失控、损坏设备、影响电厂长期不能恢复供电而设置的向事故保安负荷供电的电源。

事故保安电源分直流、交流两种,直流事故保安电源采用蓄电池,向直流润滑油泵等直流事故保安负荷供电;交流事故保安电源宜选用能快速自起动的柴油发电机(或燃气轮机),供给在全厂停电时保证安全停机时的盘车、顶轴油泵及其他交流事故保安负荷。

柴油发电机应能快速自启动并具有自动控制及调节功能。具体要求:在全厂停电且柴油机房无人值班情况下,能在 20 s 内快速自启动,并按要求分批加载,直到满负荷;满负荷条件下能长期稳定运行,且电压、频率、波形均应符合要求。

柴油发电机电压采用 380 V 或 380/220 V,中性点接地方式与低电厂用电系统一致。200 MW 机组每台机配一套柴油发电机,每台机组设一段保安母线;300 MW 及以上机组每台机组配一套柴油发电机,设 1~2 段保安母线。

柴油发电机容量应满足机组安全停机时连续运行的保安负荷要求;按电动机启动和自启动时最大视在功率和最大有功功率分别校验发电机和柴油机的过载

能力;电动机启动和自启动的母线电压不得低于其额定值的 75%,当不能满足上述要求时,可在运行方式允许条件下将负荷分批投入。

保安电源接线

(wiring diagram of emergency power supply circuit) 火电厂内向事故保安负荷供电的电源和馈电回路。

保安电源分类 容量为 200 MW 及以上的机组必须设置保安电源。保安电源有交流、直流两种。交流保安电源向汽轮发电机组的盘车电动机、顶轴油泵等交流保安负荷供电,多采用能快速起动的柴油发电机组,也有少数采用外接电源的(由老厂或附近的中、小型变电所引接),后者存在易受电网干扰、独立性差或投资较大的缺点。直流保安电源采用蓄电池组向直流润滑油泵、氢密封直润滑油泵等直流保安负荷供电。

交流保安电源接线 保安电源接线应可靠、安全、简捷、操作方便,并能满足各种应急需要。交流保安电源基本接线有两类。一类为二机一套柴油发电机组,多用于 200 MW 机组电厂,每台机组设 1 段保安动力中心母线,柴油发电机组经两个刀开关分别接入每台机组的母线;另一类为每台机一套柴油发电机组,用于 300 MW 及以上机组电厂,每台机组设 1 至 2 段保安动力中心母线,有些电厂还设若干段保安电动机控制中心,由保安动力中心供电。

380 V (或 380/220 V) 保安动力中心和保安电动机控制中心均采用单母线接线。柴油发电机经断路器接在保安动力中心的母线上,该母线还由单元机组低压厂用电系统的 380 V (或 380/220 V) 动力中心母线经断路器引接入电源进线。保安动力中心经断路器或熔断器与保安电动机控制中心相连接。柴油发电机的电压等级及中性点接地方式与机组低压厂用电系统一致。

一般机、炉保安负荷分别由动力中心或各自的保安电动机控制中心供电,不属于机炉的保安负荷可直接由保安动力中心供电或设置相应的保安电动机控制中心供电。保安负荷按工艺要求依次投入或退出,为保证柴油发电机组的可靠快速启动,有些电厂也有按保安负荷投入时间的不同分成 3~4 个保安馈线段来供电,使保安负荷依次分批启动。

正常运行时,保安动力中心由本机组的低压厂用工作电源供电。当发生全厂停电或本机组失去正常和备用交流厂用电源时,保安动力中心母线电压消失,几秒钟内发出柴油发电机自启动命令,柴油发电机启动,保安动力中心母线自动切换至柴油发电机供电。当低压厂用工作电源恢复供电后,保安动力中心母线自动

切换至本机组低压工作厂用母线供电,柴油发电机退出运行。

直流保安电源接线 直流保安负荷直接由全厂统一设置的本机组的直流母线供电。(见蓄电池直流系统)。

保温和防冻

保温和防冻 (thermal insulation and anti-freeze) 热力设备和管道表面敷设结构完整、导热系数低的保温层,以减少散热或防止冻结的工艺设计。

设计要求对外表面温度高于 50℃ 且需要减少散热损失者,工艺生产中不需保温、且表面温度超过 60℃ 而又无法采取其他措施防止烫伤人员的部位,以及要求防冻、防凝露或延迟介质凝结的设备和管道均应保温。

对室外露天布置的油箱和水箱、除尘器灰斗、厂内需防冻结的低温或常温水管道、需防夏天外表面凝露的管道、仪表管等以及金属煤粉仓、靠近厂房外墙或外露的原煤仓和煤粉仓等,宜根据当地气象条件和布置环境设置防冻保温。燃油管道应根据当地气象条件和燃油特性进行伴热防冻保温。一些仪表管或有特殊防护要求可采用电热丝(或板)缠绕加热的防冻防结露设施,在有条件时,亦可采取将仪表管集中包扎,在其中设加热汽管集中防冻,但需对汽温加以控制。

保温材料 保温材料要求具备导热系数低、密度小、性能稳定、敷设或成型后具有良好的机械强度、不燃、水分含量及吸水性低、对金属没有或较少腐蚀作用、使用年限长、复用率较高、易于加工成形等特性。保温材料的理化性能及其导热系数、密度等应符合国家有关标准、规定。

决定保温材料性能的主要指标是导热系数。常用的保温材料多为硅酸盐制品、矿渣棉制品或其他符合需要的隔热材料。

火电厂常用的保温材料性能如表所示。

常用保温材料性能

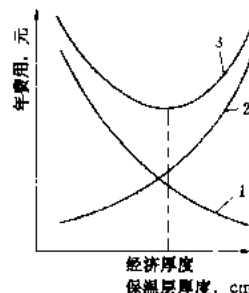
名 称	推荐最高 使用温度(℃)	密度 (kg/m ³)	抗压强度 (MPa)
硅酸钙制品	550	140~220	0.4~0.5
硅酸铝岩棉复合材料	650		
硅酸铝岩棉	320		
岩棉和矿渣棉	350~600	100~150	
玻璃棉制品	300	45~80	
憎水膨胀珍珠岩制品	400	220	0.5

为便于运行维修和施工管理,保温材料的品种应尽可能减少,并根据取材方便和经济适用的原则来选

用。

保温层厚度的确定 保温层的厚度需根据保温材料的特性,通过计算确定。常用的计算方法根据不同的保温条件分别采用经济厚度法或热平衡法进行。

经济厚度计算法是使保温后的设备或管道的年散热损失费用和用于保温工程投资的年分摊费用之和保持最低值,此时的保温层厚度(见图)称为经济厚度。



经济厚度确定

1 年散热损失费; 2 年分摊投资费; 3 年总费用

采用经济厚度计算法时,保温层的散热损失和保温层表面温度不能超过技术规范规定的允许值。

保温层的经济厚度计算和年运行小时数及生产成本有关。在电厂保温设计中,一般根据保温后的介质热损失的焓值进行评价,根据介质在热力循环中的特点、不同的焓值可按锅炉产热成本的 0~100% 来折算。

热平衡计算法用于当载热介质在输送过程中不允许产生过大的压力降和温度降时,例如在热力管网设计中,一般不宜用经济厚度法确定保温层的厚度,而是按限定的温度降条件采取热平衡法进行计算。

为防止管道内介质凝冻或根据劳动保护的安全要求,保温层表面温度限定不得过高时,可以根据控制管内介质的散热损失或限定的保温层表面温度通过热平衡计算保温层厚度。

保护层和保护结构 火电厂的所有保温结构均需敷设保护层,以保证保温层的完整、牢固和美观,保护层本身多具有一定的隔热作用,在计算保温厚度和散热损失时,必须计算在内。

保护层材料应具有良好的防水和阻燃能力、化学性能稳定、较高的机械强度、较小的胀缩比、便于施工、经济耐用等性能。火电厂通常采用以硅酸盐水泥作黏结剂,膨胀珍珠岩粉作骨料,纤维和麻刀作连接材料,按一定配比制成专用抹面材料;或者用玻璃丝布包扎;或者外加金属罩保护。在设计中应根据保温需要、壁面温度、环境条件的要求选择采用最适当的保护层。

为使保温层能牢固地附着在设备和管道的表面上,并具有一定的机械强度和稳固性,需要设置必要的固定构件。对成型的保温材料制品,常在设备或管道上焊有钩钉以便紧固,不设钩钉时,则用铁丝绑扎捆结。在垂直方向的设备或管道上,还需设有承重托座。硅酸铝纤维绳等保温材料可以直接缠绕在管道上再加

涂抹面。除采用金属护罩作为保护层外,对水泥灰浆、玻璃丝布等保护层都应涂覆盖漆。

对经常检修拆卸的蠕胀监察段、测点、法兰、阀门、伸缩节等附件应采用易于拆卸的填充结构,外加镀锌铁皮外罩,填入散装的保温材料。

中国的火电厂除管道、附件等的保温设计由设计单位负责设计外,有关机、炉等主要设备的保温设计均由制造厂负责。

保温施工

(thermal insulation work) 锅炉、汽轮机、各热力设备及管道的保温在安装工作基本完毕,严密性试验合格后进行。使用的保温材料分定型(如微孔硅酸钙制品等)、不定型(如保温混凝土)和纤维状(如硅酸铝耐火纤维)三类。对长期接触高温受热面或受高温烟气辐射和冲刷的炉墙内侧须使用耐火混凝土材料。施工采用包扎、浇筑和涂抹等工艺,要求:①包扎严密并处理好膨胀和密封的关系。②保温表面温度符合要求,工艺美观。

管道保温使用铁丝把保温材料扎牢,垂直的管道每2~3m应设承力托架,大直径管道和设备应焊保温钩钉,用铁丝绕在钩钉之间以固定保温材料。保温块(毡)的排列要求靠紧密缝,单层的错缝、多层的压缝。法兰和阀门处为了拆装方便可用金属壳内装纤维保温材料。在高温管道弯头、伸缩节及滑动支架的膨胀方向,留出膨胀缝,缝中充填纤维材料。保温外层包扎铁丝网,外面用耐温砂浆抹面,或用金属罩壳。金属罩壳用涂塑或镀锌薄铁板或铝板制成。设备封头和管道弯头处形状复杂,要用钣金工展开画线下料,用专用机械加工。金属罩壳可重复使用。

锅炉保温应做到不漏烟、风、灰。在门孔、炉墙、炉顶穿管处的膨胀密封结构,要严格按设计施工。目前生产的大、中型锅炉均为膜式壁敷管炉墙,因此不需要用耐火材料和密封层而仅用保温材料。保温材料一般为预制岩棉或硅酸铝平板,厚度约80~100mm,设计一层。通过保温钉、自锁压板、铁丝网把保温材料固定在膜式壁上,施工时要错缝、压缝。再在保温层表面装设金属波纹外护板,护板外表要平直美观。对露天或半露天锅炉炉墙禁止在雨天施工。

汽轮机汽缸保温要注意防止汽缸下腹部保温层在运行后因自重下垂而脱空,因脱空处有空气流动会降低保温效果,使下缸温度降低,造成上下缸温度差过大,致使运行中汽缸热挠曲,使转子与汽缸内部套发生摩擦,出现振动等危险。施工时普遍用包扎工艺:先将保温钩钉一端拧入已焊在汽缸壁的螺帽内,然后把专用耐热黏性保温打底材料涂在缸壁上,厚约2cm,它

能与汽缸壁紧贴不脱空,再按设计厚度包上优质保温材料,用铁丝在钩钉上分层扎紧,外层再抹面压平。另一种方法是喷涂保温:把优质保温材料与无机黏结剂混合,加到喷涂机内,经过粉碎、疏散,由压缩空气送到喷枪,与雾化水混合,正压射流到汽缸壁上,与汽缸壁紧密黏结。一般喷涂三层,每层用铁丝网扎紧,外层抹面。

报警系统

(alarm system) 生产过程中,被监测的参数达到或超过允许的极限数值,或出现某些异常的运行工况和事故状态时,发出音响及醒目的显示等报警信号的系统。报警信号提醒运行人员注意,以便及时采取相应的措施,避免发生事故或防止事故扩大,是电厂自动化系统的重要组成部分。

报警项目 火力发电机组的报警项目,一般包括:①生产过程中主要被监测参数达到或超过规定的允许极限值;②锅炉、汽轮发电机组及主要辅机故障跳闸;③机组保护动作;④计算机监控系统故障;⑤仪表和控制系统的电源或气源故障;⑥公用系统或辅助系统故障。

报警系统分类及功能 报警系统分为常规报警窗(俗称光字牌)报警系统和计算机监控报警系统。

常规报警窗报警系统 其功能主要有:①当有报警信号输入时,自动闪光显示报警原因,并发出音响;②当报警发生后,可以人工复归(解除)音响;③在输入报警信号仍存在的情况下,当音响被解除后,灯光报警仍保持,若又有新的报警信号输入,随着相应闪光的出现,应再次发出音响,以引起值班员注意;④对于有一连串报警信号输入的情况,第一个出现的报警项目,称为这一组报警输入的首出报警信号;⑤能进行试验,以检查灯光和音响回路是否完好。

计算机监控报警系统 其功能主要有:①计算机监控系统中所有输入/输出变量以及中间变量和计算值都可以作为报警项目;②可使每一个报警信息按预先确定的报警显示原则在计算机显示器上进行显示;③当有报警信息产生时,可立即在打印机上进行输出;④对虚假报警进行闭锁;⑤可对报警信号进行分级处理。

发展 随着单元机组自动化水平的提高,以及计算机技术的飞速发展,常规报警窗报警系统的规模在逐步减小,并将完全被计算机监控报警系统所取代。计算机监控报警系统不仅可以全部实现常规报警窗报警系统的功能,还可在重要报警信号产生时,自动推出相关显示画面,帮助运行人员迅速、准确地处理各种故障情况。

Beilun Fozhanchang

北仑发电厂 (Beilun Power Plant) 位于浙江省宁波市北仑区新碶镇, 厂区紧靠杭州湾口外金塘水道之南岸。全厂总装机容量为五台 600 MW 机组, 是目前中国大容量的燃煤火力发电厂之一。电厂全景参见彩图插页第 3 页 6 图。

建设简史 本厂一期及二期工程均为世界银行贷款, 一期工程建设二台 600 MW 机组。1 号机组于 1988 年 4 月开工, 1991 年 4 月并网发电。2 号机组于 1990 年 10 月动工, 1994 年 10 月投入运行, 二期工程于 1996 年 6 月 8 日开工, 3 号机组已于 1998 年 12 月 24 日并网发电, 以后每隔 7 个月投产一台, 到 2000 年 8 月, 5 号机组将投入商业运行。

一期工程总投资 28.26 亿元, 二期工程批准概算的动态投资为 122.2 亿元。

厂址条件 厂址地形平坦, 从地表至 -19.0 ~ -40.0 m 为第四系全新统淤泥质黏土。土质条件很差, 厂区构筑物均需地基处理。

电厂燃用晋北烟煤, 经海运至电厂。一期及二期工程已分别建成两个 5 万 t 级卸煤码头泊位和一个 3000 t

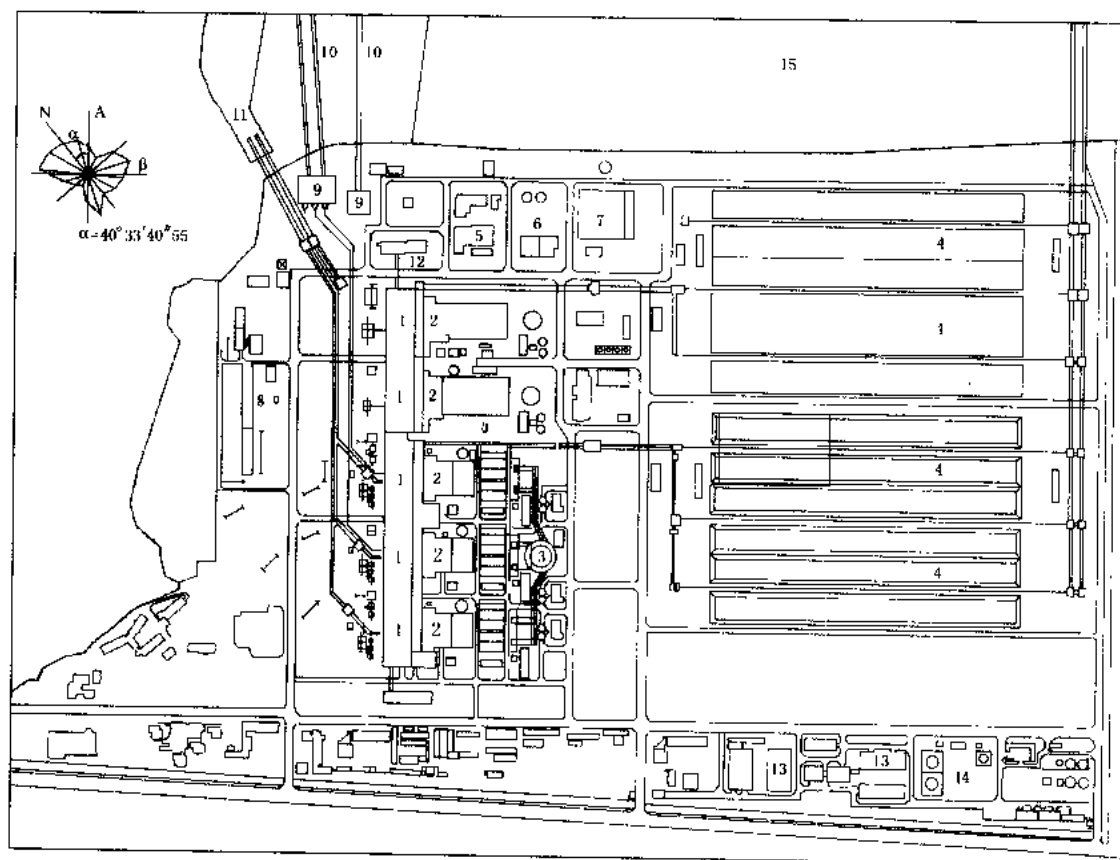
大件码头兼卸油码头。

总平面布置 按五台 600 MW 机组进行总体规划, 厂区所占岸线控制在 1 km 范围内, 主厂房纵向轴线垂直海堤布置, 详见总平面布置图。

电厂水源 凝汽器循环水、工业冷却水及冲灰水采用海水, 设岸边水泵房直接取自金塘水道。锅炉补给水及生活用水等采用淡水, 其水源取自新路歪水库和岩太水系, 并在距电厂 2.5 km 处建有千亩歪水库作电厂专用的淡水调蓄水库。

电厂灰场 一期工程在厂区北侧海涂上建成了近期灰场, 堆灰库容为 640 万 m³。该灰场从二期工程开始作为全厂的堆渣场和事故灰场。永久灰场(泥螺山灰场)建在北距厂区 28 km 的海涂上, 库容可达 5000 万 m³ 以上, 分期建设。干灰以高浓度水力输送至泥螺山灰场, 也可以下灰方式卸入密封罐车, 或装袋综合利用。

电厂接入系统 以 500 kV 电压接入系统, 并设台 500 MVA 联变降压至 220 kV。一、二期工程共有 3 回 500 kV 出线。200 kV 出线现已有两回, 最终为五回。500 kV 及 220 kV 配电装置均采用户内式 GIS



北仑发电厂总平面布置图

1—汽机房; 2—锅炉间; 3—烟囱; 4—储煤场; 5—净水设施; 6—化学水处理设施; 7—废水处理设施; 8—配电设施;
9—循环水泵房; 10—循环水进水管; 11—循环水排水口; 12—生产办公楼; 13—辅助生产设施; 14—油库; 15—渣场

技术特点 主设备的供货厂商及设备概况见表1。

制粉系统采用中速磨煤机直吹系统, 每台炉配六台磨。1、2号机组各设一座240 m烟囱。二期三台锅炉合用一座组合式烟囱, 内置三个内径6500 mm钢内筒, 高度也是240 m。

给水系统采用2×50%容量的汽动给水泵和一台30%容量的电动调速泵。旁路系统采用容量为50% BMCR的高、低压二级串联系统。

输煤系统, 电厂的两个5万t级卸煤码头泊位设计年卸煤量可达1200万t, 除满足5×600 MW机组的燃煤量外, 还有部分余量可中转至镇海电厂。码头配备四台1500~1800 t/h抓斗式卸船机和一台1600 t/h装船机。

自动化水平 1、2号机组分散控制系统采用美国CE公司的MOD-300系统, 二期三台机组选用美国BAILEY公司的INFI-90系统。

辅助系统如凝结水精除盐、化学水处理、废水处理、输煤及出灰等均采用可编程控制器, 以CRT和键盘进行监视和控制。

环境保护 大气环境的防治、水体的保护、灰渣的治理、噪声的防治等采取了一系列工程措施, 使环境得到了有效的保护。

1号机组在1995年1月、2号机组于1995年5月进行环境监测测试。测定结果表明: 北仑电厂及周围地区大气环境中二氧化硫、氮氧化物和总悬浮微粒均未超过国家规定的大气质量二级标准; 总平均浓度, SO_2 : 0.007 mg/m³, NO_x : 0.020 mg/m³, TSP: 0.950 mg/m³, 分别占二级标准的4.7%, 20.0%和16.7%, 对废水处理系统、灰渣处理系统、噪声污染也同样进行了严格的监测, 也均达到国家标准。

生产实绩 一期二台机组运行情况及技术经济指标见表2。

表1 主设备的供货厂商及设备概况

机 组	供货厂商	机 组 概 况
1号机	日本东芝	单轴冲动式、四缸四排汽、双背压凝汽器、八级回热系统, 额定功率600 MW, VWO+5%OP出力为656.619 MW, 额定工况热耗7877 kJ/(kW·h)
1号炉	美国CE	强制循环、四角摆动喷嘴切向燃烧、一次再热、亚临界汽包炉。BMCR出力为2007 t/h, 额定工况效率为92.8% (LHV)
2号机	法国阿尔斯通	单轴冲动式、四缸四排汽、双背压凝汽器、八级回热系统。低压缸末级叶片长1072.5 mm, 额定功率600 MW, VWO+5%OP出力为661.03 MW, 额定工况热耗7790 kJ/(kW·h)
2号炉	加拿大BRW	自然循环式/前后墙对冲燃烧、一次再热亚临界汽包炉。BMCR出力为2021 t/h, 额定工况效率为93.48% (LHV)
3、4、5号机	日本东芝	同1号机, 但低压缸末级叶片长度采用1072.5 mm (1号机为850.5 mm), 额定工况热耗7773 kJ/(kW·h)
3、4、5号炉	日本IHI	自然循环式/前后墙对冲燃烧、一次再热亚临界汽包炉。BMCR出力为2045.27 t/h, 额定工况效率为94% (LHV)

表2 北仑发电厂1、2号机组运行情况及技术指标

年 份	机 组	最高负荷 (MW)	发电量 (MW·h)	供电煤耗 [g/(kW·h)]	发电煤耗 [g/(kW·h)]	厂用电率 (%)	利用小时 (h)
1997	1号	613	3921460	319.5	305.1	4.51	6535.8
	2号	621	3720540	319.8	308.3	3.60	6200.9
1998	1号	614	3188000	320.4	305	4.68	5313
	2号	620	3851000	318.9	308	3.45	6418

1. 备用电源自动切换装置

(automatic transfer to stand-by supply) 当工作电源消失或当工作电压降低过多时, 能将备用电源断路器快速合闸向负载恢复供电的自动切换装置。

自动切换的一次系统 常用的设自动切换装置的

一次系统接线有以下两种: (1) 两个电源(两台变压器或两条线路)互为备用。正常运行时, 两个电源分别工作, 电源之间设有经常断开的自动切换断路器。当其中一个电源故障时, 另一个电源通过切换断路器迅速投入而恢复运行。这种自动切换方式通常称为暗备用。两个电源需具有充分的容量, 以便在故障情况下由同一个



电源向两个负荷供电。②利用一个备用电源作多个工作电源的备用。当一个工作电源故障退出运行时,备用电源自动投入,这种方式通常称为明备用。

自动切换装置功能 切换装置的接线具有以下基本功能:①当工作电源消失时,快速启动自动切换装置,投入备用电源;②当工作电源母线电压降低,由接在母线上的低电压继电器动作,进行切换;③备用电源自动投入装置只能动作一次;④工作电源母线故障时,备用电源不允许投入。

火力发电厂备用电源自动切换接线,常用的有慢速切换和快速切换两种方式。

慢速切换为工作电源断路器断开后,经延时,当电动机残压下降到电动机允许的安全电压后才实现自动切换。当工作电源侧断路器跳闸时,联动受电侧断路器跳闸,以启动备用电源自动投入装置。同时,在工作母线上装设单独的低电压启动装置,当工作电源电压降到安全值,即20%~30%额定电压以下,而备用电源母线上保持一定电压值时,使备用电源断路器合闸。慢速切换时间一般为0.5~1.5s。

快速切换装置主要用于300 MW及以上容量的发电机,这种切换方式对电动机的冲击及对机组热力系统的正常运行影响较小,切换过程平衡。实现快速切换的条件是工作和备用电源断路器必须快速动作,要求合闸及跳闸时间为0.06~0.08s。快速切换装置由工作电源的保护出口继电器触点启动,通常有三种启动方式:①串联切换,即工作电源断路器断开后才合上备用电源断路器;②并联切换,即先合上备用电源断路器,在工作和备用电源并联后,再断开工作电源断路器,在切换过程中不停电、无扰动;③同时切换,即同时给工作和备用电源断路器发出跳闸和合闸脉冲,两台断路器同时动作,如果断路器合闸时间比跳闸时间长,则短暂停电;如合闸时间比跳闸时间短,则母线上两个电源短时并联。

目前国内电厂多采用串联切换。由于系统接线或运行方式造成初始角大,或断路器合角时间长,快速切换无法实现。从切换过程母线残压变化的动态分析,当工作电源断路器断开后经0.45~0.65s,残压和备用电源再次同相。有些国产自动装置在再次同相时使备用电源合闸,即具有“捕捉同期”功能,切换时间稍长,厂用电断电时间虽比快速切换稍长,但比慢速切换则短得多,对厂用系统的安全可靠则有良好的作用。

火电厂工作和备用电源的切换可以手动切换,也可自动切换。手动切换多为并联切换和同时切换,自动切换多为串联切换和并联切换。

大容量机组电厂的备用电源自动投入装置通常具有快速和慢速切换两种功能,当快速切换不成功时,转

为慢速切换。快速切换必须设有同步比较继电器闭锁,相角差不超过20°,两个电源切换必须符合此条件。

Bine hem IGCC Shifan Dianchang

比赫讷姆 IGCC 示范电厂 (Buggenum IGCC demonstration power plant) 位于荷兰南部林堡(Limburg)省海伦(Haalen)自治市的比赫讷姆(Buggenum)镇,占地约10ha。正式命名为威廉·亚历山大(Willem-Alexander)中心电厂,一般称为德姆柯勒克(Demkolec)电厂或比赫讷姆电厂。电厂全貌参见彩图插页第56页121图。

建设概况 1989年2月荷兰电力局(SEP)组建Demkolec公司,作为示范电厂建设、调试和示范期的业主。完成示范后转给南方电力公司(EPZ)作商业运行。1989年4月开始设计,1990年10月31日破土动工,总耗工约5000人·年,1993年下半年建成,同年12月气化炉首次生产出合成煤气,1994年4月第一次燃用煤气发电。原计划1994~1996年为示范期,由于燃气轮机燃用煤气时发生的问题,使进度推迟一年,1998年1月1日正式转入商业运行。

电厂投资8.5亿荷兰盾(1989年价),约合1.71亿美元,按净功率计算单位造价1865美元/kW。55%的投资用于设备;20%用于设计、研究,包括可行性研究;25%用于施工、安装。

设计指标 燃气轮机功率156 MW,汽轮机功率128 MW,厂用电耗31 MW,净功率253 MW,厂用电率10.92%,净热效率43.2% (LHV)。SO₂排放25.8 mg/MJ, NO_x排放73.2 mg/MJ,粉尘0.86 mg/MJ,废水“零”排放。

热力系统和工作过程 主要包括气化、煤气净化、空分、联合循环等部分(见图)。

气化系统 采用一台壳牌(Shell)气化炉,属于粉进料、液态排渣、氧气气化的加压气流床气化工工艺。容量2000 t/d。炉内采用水冷壁结构,下部设置4个对置式燃烧器。煤粉经干燥,含水量不超过2%,与95%纯度的氧气一起喷入气化炉。煤粉在2.6~2.8 MPa及约1500℃的条件下气化,粗煤气主要成分为CO、H₂和水蒸气。燃料中的硫转化成H₂S和COS。在出口处粗煤气与经除尘的低温煤气(约150℃)混合而急冷到900℃左右。煤气显热由高温冷却器和对流冷却器回收,离开对流冷却器的粗煤气温度约250℃。在高温冷却器中产生13 MPa的饱和蒸汽,与燃气轮机后的余热锅炉中产生的高压蒸汽混合并经过热成为主蒸汽。在对流冷却器中产生4.0 MPa中压蒸汽,与气化炉水冷壁中产生的中压蒸汽混合,再与汽轮机高压缸排气一起再热成为中压再热蒸汽。

煤气净化系统 粗煤气经对流冷却器后,由旋风除尘器和陶瓷过滤器(250℃)除尘,再经水洗涤,使煤气中的粉尘浓度小于 1×10^{-5} 。此后,一部分煤气经微增压送至气化炉出口作为急冷用煤气,另一部分经

气累计运行11000 h,最长连续运行800 h。气化炉和煤气冷却器运行可靠,未见喷嘴故障或损坏的报导。未发生与干煤粉制备和运送系统有关的安全问题。进行了14种煤(包括混煤)的气化试验。1997年6月至

1998年8月机组可用率达到85%以上,气化炉可用率达到95%以上。机组一般在50%~100%负荷下运行,也曾在40%负荷运行数百小时。冷煤气效率大于80%,碳转化率达到了设计值,环境指标优于设计值, SO_2 排放12.9 mg/MJ, NO_x 排放21.5 mg/MJ。

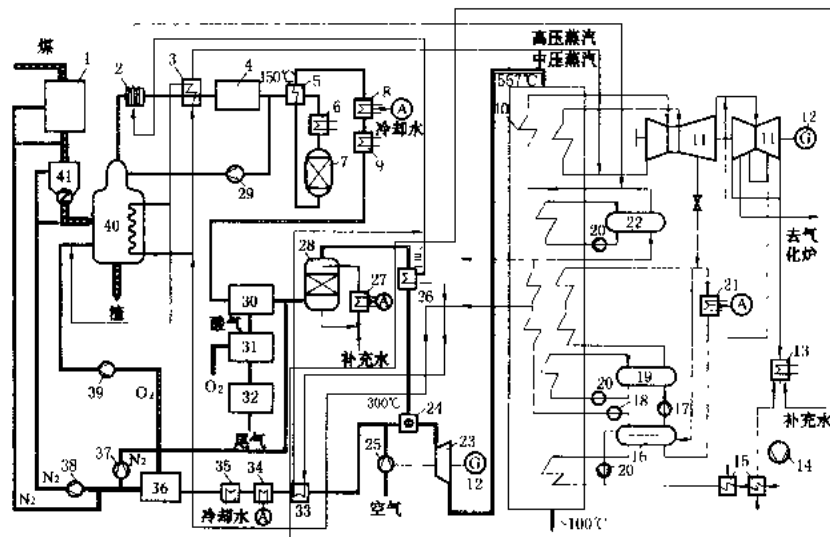
大约在50%负荷下机组从燃用天然气切换到合成煤气。在气化炉跳闸时,1min内就可完成切换到天然气的过程。IGCC负荷变化(40%~100%)可以在完全整体化空分的情况下进行。空分系统的变负荷能力较差,经改进升负

荷速率已由最初的1.5%/min升高到接近3.0%/min。空分装置在常温下启动需2~3天。IGCC冷态启动到带负荷需18h。

示范机组作为新技术从研究到工业应用与常规电厂有很大差别,政府给予了必要的优惠政策。荷兰平均发电成本为4.5美分/(kW·h),示范机组发电成本为6美分/(kW·h),上网电价为9美分/(kW·h)。一般电厂折旧年限为15年,IGCC机组目前造价较高,政府允许采用加速折旧的方法。

问题和改进措施 V94.2型燃气轮机第一次在IGCC中燃用合成煤气,且采用100%整体化空分系统,投运初期暴露了不少问题。主要是燃气轮机的振动和振荡燃烧。采用蒸汽注入启动方法和燃烧器经过多次改进后得到解决。1996年10月以后燃气轮机运行良好,再未发生振荡燃烧。采用100%整体空分系统,虽然能提高机组效率、减少燃气轮机的改造工作量,但使过程控制更为复杂,降低了机组启动和运行的灵活性。经改进后,该机组虽然可以按整体化系统运行,但为了提高运行灵活性,还是安装了50%容量的启动用独立空压机。这样,就可以在联合循环燃用天然气时,用该空压机启动空分系统,使燃气轮机的工作不受干扰。通过该机组的运行实践,现在人们比较倾向于采用独立的或部分整体化的空分系统,即空分用的空气部分来自燃气轮机的压气机,部分来自独立的空压机。

在调试和示范运行过程中,还曾遇到过排渣系统



比赫纳姆电厂IGCC的工作系统

分级加热至165℃送到水解器,将COS转化为 H_2S 和 CO_2 。煤气进一步冷却到40℃左右,送往Sulfinol脱硫装置,脱除煤气中97.85%的 H_2S 。分离出来的 H_2S 经克劳斯(Claus)和SCOT装置回收元素硫,硫回收率达99%以上。

联合循环 净化后的煤气经水蒸气饱和及氮气稀释后进入西门子V94.2型燃气轮机燃烧室。燃气轮机可燃用天然气或合成煤气,燃气轮机进口总平均温度 $t_{\text{总}}=1050^\circ\text{C}$,排气温度557℃。排气进入一台有高压、低压两个汽包及独立的给水泵和循环泵的双压再热式余热锅炉。高压段配有二级高压省煤器、一个高压蒸发器和一个高压过热器,产生12.5 MPa/510℃的上蒸汽。在与高压过热器并行的再热器中,产生4.0 MPa/510℃的再热蒸汽。低压蒸发器和低压过热器产生0.8 MPa的过热蒸汽,供给汽轮机低压缸。余热锅炉排烟温度约100℃。汽轮机有高、中和低压缸。

空分系统 采用完全整体化的高压空分系统,空分所需空气完全从燃气轮机压气机的出口抽取,压力1.1 MPa,抽气量约为压气机空气流量的16%。空分设备由美国空气产品公司供应,用于分离空气来制备氧气和氮气,制氧量1650 t/d,制氮量4000 t/d。99.9%纯度的氮气用于干煤粉气力输送,较低纯度的氮气用来稀释煤气。

电厂工作流程参见彩图插页第54页120图。

示范运行情况 截止到1998年8月,机组燃用煤

堵塞、陶瓷过滤器元件损坏、细渣难以从黑水分离等问题。通过加大排渣口、改变陶瓷过滤器元件固定方式、采用真空过滤系统等得到解决。

三、热容

比热容 (specific heat) 向单位质量物质输入热量 (q) 与该物质温度升高 (ΔT) 的比值。以符号 c 表示, 即有定义式: $c = q/\Delta T$ 。比热容的单位是焦/(千克·开) $[J/(kg \cdot K)]$, 是工质的一种热力学性质。

比热容的概念最早由苏格兰化学家 J. 布莱克 (Joseph Black) 于 18 世纪提出。固体的比热容可由 P. J. W. 德拜 (Peter Joseph Wilhelm Debye) 的简化理论和杜隆-珀蒂 (Dulong-Petit) 定律近似地算出, 工程技术计算应用时多由手册查找。

比热容, 特别是气体的比热容是热力学中的一个重要量, 其值与热力过程的性质有关。一般地说, 对于给定过程, 比热容就是状态的函数, 即既是温度的函数, 又是压力 (或比体积) 的函数。

等压过程的比热容称为比定压热容, 以符号 c_p 表示, 微分表达式为: $c_p = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p$ 。据此, 可利用 c_p 计算介质在等压过程中不同状态之间的焓差:

$$h(t_2, p) - h(t_1, p) = \int_{t_1}^{t_2} c_p(T, p) dT$$

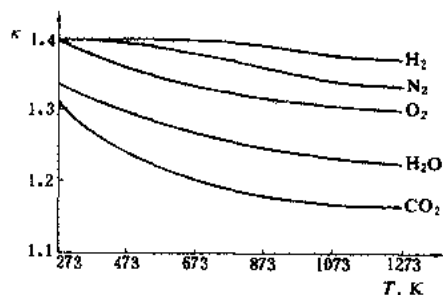
如果温度的变动范围不大, 可以忽略比热容随温度的变化时, 焓差的计算式可以简化成: $\Delta h|_p = c_p \Delta T|_p$ 。对于固体和液体, 压力的影响极小, 即使为非等压过程, 上述焓差的简化算式仍然适用。

等容过程的比热容称为比定容热容, 以符号 c_v 表示, 微分表达式为: $c_v = \left(\frac{\partial u}{\partial T} \right)_v$ 。对于给定的工质和状态, $c_p > c_v$ 。

对于理想气体, 根据比焓定义式 (见焓) 及气体状态方程, 有 $h = u + pv = u + RT$ 。等式两边同时对 T 取导数后, 不难得到联系 c_p 与 c_v 的著名公式——迈尔 (Mayer) 公式: $c_p^\circ - c_v^\circ = R$ 。这个公式表明, 虽然理想气体的 c_p° 和 c_v° 都是温度的复杂函数, 但是它们的差值却与温度无关, 而且就等于气体常数 R 。理想气体的 c_p° 和 c_v° 值可以根据光谱测量结果, 再应用量子统计力学的方法算得, 通常把这种计算结果汇集表, 以便工程技术人员查用。

对于单原子惰性气体, 如 He、Ne、Ar、Kr、Xe 等, 它们的比热容都是与温度无关的常数: $c_p^\circ = \frac{5}{2}R$, $c_v^\circ = \frac{3}{2}R$ 。

比定压热容与比定容热容的比值 (κ) 称为等熵指数: $\kappa = c_p/c_v$, 是工程热力学中一个很有用的系数。理想气体的等熵指数是温度的函数 (见图), 但是在通常的环境温度下可近似地取单原子气体的 κ 值为 1.67; 双原子气体为 1.4; 多原子气体为 1.3。



几种气体的等熵指数 (κ)

因为比热容是温度的函数, 所以在手册资料等的图表中常常以平均值的方式给出比热容值, 而且以 273 K (0°C) 作为温度的基准点。如 200°C 时空气的比定压热容为 $[c_p]^{200} = 1.0111 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$, 表示这是 0~200°C (273~473K) 温度范围内的平均比热容。

四、工业冷却水处理

闭式循环工业冷却水处理 (treatment of closed circuit industrial cooling water) 对设置有闭式循环工业冷却水系统的大型火力发电机组, 为了防止工业冷却水在动力设备冷却水管道内的结垢和腐蚀, 通常采用加联氨或其它化学药剂来控制系统的水化学特性, 以维持冷却水的 pH 值, 防止腐蚀和结垢。

近几年来, 对 300 MW 及以上发电机组采用集中布置的热力系统化学加药装置, 一般为每两台机组设置有一套共用的闭式循环工业冷却水加联氨或其它化学药剂的单元装置, 通常设置有一台溶液箱和两台隔膜式计量泵。

五、避雷器

避雷器 (lightning arrester; surge arrester)

一种能释放过电压能量限制过电压幅值的保护设备。使用时将避雷器安装在被保护设备附近, 与被保护设备并联。在正常情况下避雷器不导通 (最多只流过微安级的泄漏电流)。当作用在避雷器上的电压达到避雷器的动作电压时, 避雷器导通, 通过大电流, 释放过电压能量并将过电压限制在一定水平, 以保护设备的绝缘。在释放过电压能量后, 避雷器恢复到原状态。避雷器分为保护间隙、击穿保险器、管式避雷器、阀式避雷器等多种型式。



保护间隙 (protective gap) 一种由一对电极及其间的空气间隙组成的过电压限制器。保护间隙的电极一般有环形、棒形和角形三种,使用时将保护间隙与被保护设备相并联,通常一个电极接高压,一个电极接地,当电极间距离很小(30 mm 及以下)时,为防止间隙被外物短路而误动,有时在接地引下线上还串联有辅助间隙。当受过电压作用时,保护间隙被击穿放电,将过电压波的能量导入大地,避免被保护设备因电压升高而击穿。

保护间隙具有陡峭的伏秒特性,不易与被保护设备的绝缘特性配合,而且由于空气间隙放电的分散性,放电电压也不太稳定。在保护间隙放电将过电压波能量导入大地的同时,电力系统中的工频短路电流(即工频续流)也将流过间隙。由于保护间隙一般没有熄灭工频续流电弧的能力,因此保护间隙的动作将在中性点有效接地系统中构成单相接地短路,必须由断路器分断电路,使电极间的电弧熄灭后才能恢复供电。保护间隙的放电还会使过电压波被截断,危及系统中变压器等电气设备绕组的绝缘。

尽管如此,由于保护间隙结构极为简单,价格低廉,仍然被用来保护输电线路上的弱绝缘和某些电气设备。在 20 个雷暴日以下地区,保护间隙有较好的运行效果。欧洲的一些国家常在线路进入变电所的门型塔绝缘子串上并联一对环状电极,构成保护间隙,作为进线段过电压保护措施的一部分。在中国,保护间隙主要用来保护线路上的弱绝缘点或电气设备。

击穿保险器 (sparkover protective device) 应用在低压电力网中的一种保护间隙。使用时直接和被保护的装置并联,用以限制被保护设备上的过电压。击穿保险器通常是密封在瓷套中的一个小间隙,间隙的工频放电电压为 500~800 V(有效值),雷电冲击放电电压不大于 2000 V(峰值)。一般将击穿保险器接在配电变压器低压侧(400 V)绕组的不接地的中性点和地之间,或低压电力网的相线和地之间,用以防止 3~10 kV 高压线路在故障下与低压线路搭接所造成的低压线路的电位升高,保护人身的安全。

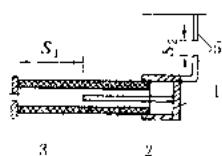


图 1 管式避雷器

结构原理图

- 1—端盖; 2—产气管;
3—内电极; 4—喷气口;
5—外电极; S_1 —内(灭弧)间隙;
 S_2 —外(隔离)间隙

管式避雷器 (tube type surge arrester) 利用产气材料在电弧高温作用下产气以熄灭工频续流电弧的避雷器,亦称排气式避雷器。图 1 为管式避雷器的结构原理图。其基本元件是安装在产气管内的放电灭弧间隙(称之为内间隙),由棒形和环形电极构成。产气管可用纤维、

塑料或橡胶等材料制造。为避免产气受潮发生沿面放电而造成避雷器的误动,在使用时一般均串联外间隙。

当作用在避雷器上的过电压达到间隙的放电电压时,外间隙和内间隙将相继放电,将过电压的电荷导入大地。在过电压消失后,避雷器将继续通过工频短路电流(即续流)。在工频短路电流电弧的作用下,产气管会分解出大量气体,由环形电极的开口孔喷出,产生强烈的吹弧作用,将电弧熄灭。

管式避雷器的熄弧能力与被开断的续流的大小有关。续流太小时产气太少,将不能熄弧;续流太大时产气过多,又会使产气管爆破。因此,管式避雷器所能开断的续流有一定的上限和下限。

管式避雷器的伏秒特性比较陡峭,不易和被保护设备的绝缘特性相配合,而且放电后会产生截波,不宜用来保护有绕组的设备的内绝缘。

管式避雷器自 20 世纪 30 年代开始得到应用,也曾研究过一些办法来改善其伏秒特性,并出现过派生的无续流避雷器,但都因结构复杂或造价增加而得不到发展。在中国,管式避雷器用作 35kV 及以下发、变电站的进线保护和线路上的弱绝缘保护。

阀式避雷器 (valve type surge arrester) 含有阀片的避雷器。阀式避雷器可分为有间隙和无间隙两种,包括普通阀式避雷器、磁吹避雷器、金属氧化物避雷器

阀片实际上是一种非线性工作电阻片,其伏安特性通常表示为 $U=C I^\alpha$ 。式中 I 为流过阀片的电流, A; U 为电流在阀片上的压降, V; C 为阀片流过 1 A 电流时的压降,其值与阀片的材料及尺寸有关; α 为非线性系数,其值小于 1。阀片电阻的非线性使阀片在低电压下具有较高的电阻值,在高电压下具有较低的电阻值。 α 愈小,阀片的非线性效果愈显著。常用的阀片材料有碳化硅与氧化锌(包括其他金属氧化物)两种。碳化硅阀片的非线性系数在 0.2 左右,氧化锌阀片的非线性系数可小至 0.01~0.04。以碳化硅阀片为非线性电阻元件组成的避雷器称碳化硅避雷器。以氧化锌阀片为非线性电阻元件组成的避雷器称金属氧化物避雷器或氧化锌避雷器。

阀式避雷器的阀片和放电间隙(如有)一般装在瓷套内,为了防止内部元件受潮,瓷套两端必须用橡胶圈或其他方式密封。110 kV 及以上的阀式避雷器一般还装有防爆装置,以防止避雷器动作后不能熄灭电弧而引起的瓷套爆炸。当避雷器由数节瓷套叠成或瓷套比较高时,应在避雷器顶部加均压装置。对用在额定电压为 35 kV 及以上电力系统中的阀式避雷器,需在避雷器下方串接放电记录器,记录避雷器的放电次数。

阀式避雷器动作时所能承受的最大工频电压有效

值称为阀式避雷器的额定电压,其放电间隙(如有)应能在该额定电压作用下切断工频续流。避雷器的额定电压对有间隙阀式避雷器也曾称为火弧电压。雷电冲击(或操作冲击)电流通过阀式避雷器时,避雷器所呈现的电压降称为雷电冲击残压(或操作冲击残压),它是表征阀式避雷器保护特性的重要参数。对带有串联间隙的阀式避雷器来说,表征保护特性的参数还应包括避雷器在雷电冲击和操作冲击下的放电电压。避雷器的雷电冲击放电电压应与雷电冲击残压相当,操作冲击放电电压应与操作冲击残压相当。雷电冲击残压或操作冲击残压与避雷器额定电压(峰值)的比,称为阀式避雷器的雷电冲击保护比或操作冲击保护比。保护比愈小,避雷器的保护性能愈好。

阀式避雷器在20世纪初即开始得到应用,早期的阀式避雷器曾以二氧化铝作为非线性电阻元件,其自恢复性能较差。30年代改用碳化硅作非线性电阻元件。50年代出现了用磁吹间隙取代普通平板间隙的磁吹避雷器,使避雷器的保护特性得到了很大的提高。70年代出现的以氧化锌为主要原料的非线性电阻片,具有优异的非线性特性,为开发无间隙避雷器创造了条件。

普通阀式避雷器(ordinary valve type surge arrester)由碳化硅阀片和普通平板间隙串联组成的阀式避雷器。普通阀式避雷器一般只用来限制侵入到电器设备的雷电过电压,不能用来保护旋转电机。

普通阀式避雷器所用的碳化硅阀片是由金刚砂和结合剂在500℃下烧结而成的圆饼,其非线性系数 α 在0.2左右。由于碳化硅阀片的非线性特性不够理想,必须加串联的放电间隙来隔离正常工作电压。当过电压的幅值达到间隙的放电电压时,间隙放电,释放过电压能量。过电压能量释放后,在工频电压的作用下,碳化硅阀片中仍流过数十至数百安培的工频电流(又称续流),再依靠放电间隙切断工频续流,

使避雷器恢复不导通状态。避雷器的额定电压愈高,所用的阀片数愈多。普通避雷器所用的间隙是平板间隙,其结构如图2所示,图2(a)为单个平板间隙,由黄铜电极和云母片组成,其电场比较均匀,而且在加压后会在电极和云母片

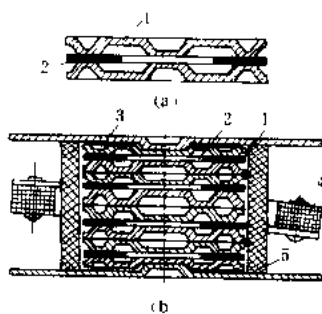


图2 普通阀式避雷器的间隙

- (a) 单个平板间隙; (b) 间隙组
1—黄铜电极; 2—云母片
(约0.5mm厚); 3—黄铜盖板;
4—半环形均压电阻; 5—瓷套筒

间的空气隙处强电场的作用下形成预游离,所以间隙的放电分散性小,伏秒特性平坦,与保护间隙比较,较易与被保护设备的绝缘配合。图2(b)为数个平板间隙组成的间隙组,避雷器的额定电压愈高,所用的间隙组愈多,为了使电压沿间隙组分布均匀,在间隙组较多时,要在每个间隙组上并接高值的均压电阻。平板间隙是利用短弧间隙近极效应切断工频续流的,所切断的工频续流不能超过100A(幅值)。

普通阀式避雷器在雷电冲击电流下的残压比磁吹避雷器和金属氧化物避雷器要高,其保护比为2.4左右。普通阀式避雷器在电力系统中已使用了半个世纪,图3为220kV普通阀式避雷器的外形结构。60年代以后,普通阀式避雷器逐步被磁吹避雷器所取代,近十年来,又有为金属氧化物避雷器代替的趋势。由于普通阀式避雷器结构简单,价格低廉,在中性点非有效接地系统中,目前仍在一定范围内使用。

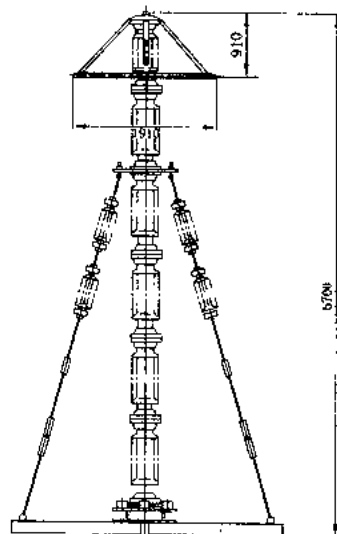


图3 220kV普通阀式避雷器的外形结构

磁吹避雷器(magnet-valve surge arrester)由碳化硅阀片和磁吹放电间隙串联组成的阀式避雷器。磁吹避雷器保护性能优于普通阀式避雷器,其雷电冲击和操作冲击的保护比分别为1.54和1.5,一般用在110kV及以上的高压电网中,也可用来保护绝缘较弱的旋转电机。在中性点有效接地的高压电网中使用的磁吹避雷器,除了限制雷电过电压外,还可限制部分操作过电压。

磁吹间隙靠磁场力吹弧来切断工频续流,磁吹放电间隙分为旋转电弧型和拉长电弧型(限流型)两类。高压磁吹避雷器的放电间隙由数十个单间隙串联而成,为了使电压沿各间隙分布均匀,通常将它们分成若干组,在每个间隙组上并联特性相同的均压电阻。旋转电弧型磁吹间隙的结构如图4所示。它的磁场由永久

磁铁产生,电弧在磁场的作用下沿圆形间隙旋转,使弧道冷却,加速了电流过零后弧隙介质强度的恢复,能切断 300 A (幅值) 左右的工频续流。

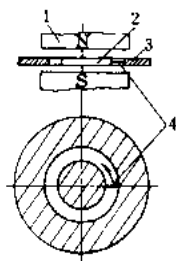


图4 旋转电弧型磁吹间隙

1—磁铁；2—内电极；3—外电极；4—电弧（箭头代表电弧受力方向）

拉长电弧型磁吹间隙的结构如图5所示。它的磁场由线圈产生,电弧在磁场的作用下被拉长并进入灭弧盒的狭缝内,受到冷却,产生强烈的去游离而熄灭。狭缝中的电弧有较高的电位梯度,电弧的压降还可起到限制工频续流的作用,因此可减少部分阀片,使避雷器的雷电冲击残压得到相应的降低。为避免雷电电流在磁吹间隙上形成的压降叠加到残压上,磁吹线圈要并联一个分流间隙[见图5(b)]。当雷电通过线圈形成压降时,分流间隙应放电将线圈短路;当工频续流通过时,分流间隙应自动熄弧使续流转入线圈,形成吹弧磁场。拉长电弧型磁吹间隙可熄灭高达 1000 A (幅值) 的续流。

磁吹避雷器所用的碳化硅阀片是由金刚砂与结合剂烧结而成的圆饼,避雷器的额定电压愈高,所用的阀片数愈多。保护旋转电机的磁吹避雷器中所用的是低温阀片,它的烧结温度在 500℃ 以下,非线性系数 α 在 0.2 左右,但通流能力较低。保护高压变电设备的磁吹避雷器中所用的是高温阀片,它的烧结温度在 1000℃ 以上,非线性系数 α 较高,可达 0.24,但通流能力较高,可以用来释放某些操作过电压的能力。

在磁吹避雷器的发展过程中,曾在部分阀片上并联了放电间隙,使之具有较高的额定电压和较低的雷电冲击残压,并能吸收较大的操作过电压能量,其保护比可达 1.39。这种结构的避雷器称为复合避雷器。通常应用在 500 kV 及以上电压等级的电力系统中,它既能限制雷电过电压,又能限制操作过电压。

图6为复合避雷器的原理图。在雷电过电压作用下,主间隙 G1 放电,当 R1 上的残压上升到一定值后,并联放电间隙 G2 也放电,把避雷器的雷电冲击残压限制在较低水平,由 G1、G2 和 R2 实现对雷电过电压

的限制。在操作过电压的作用下,当通过可能的最大操作波电流时,并联间隙不得动作,由 R1 和 R2 共同限制工频续流并吸收操作过电压的能量。

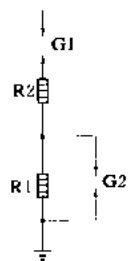


图6 复合避雷器

的原理图能优于普通阀式避雷器和磁吹避雷器,其雷电冲击和操作冲击的保护比分别为 1.5 和 1.3。

R1—阀片组 1;

R2—阀片组 2

金属氧化物避雷器 (metal oxide surge arrester, MOA) 由金属氧化物阀片组成的阀式避雷器,也称氧化锌避雷器。金属氧化物避雷器的保护性能优于普通阀式避雷器和磁吹避雷器,其雷电冲击和操作冲击的保护比分别为 1.5 和 1.3。

金属氧化物阀片是以氧化锌为主要成分,加入少量的铋、钴、铬、锰、锑等金属氧化物作为添加剂,经过混料、造粒、成型,在 1000℃ 以上的高温下烧结而成的,外形呈圆饼形或环形。

金属氧化物阀片具有优异的非线性特性,其非线性系数 α 可高达 0.01~0.04。氧化锌阀片优越的非线性特性,使其在正常工作电压下只流过微安级的电流(此时可以认为阀片不导通),所以金属氧化物避雷器一般可不设串联间隙。由于没有串联间隙,金属氧化物避雷器对过电压响应快,便于和六氟化硫气体绝缘电器和其他伏秒特性平坦的电器的绝缘特性相配合。

金属氧化物阀片具有较大的通流能力,而且可以用多柱阀片并联的方式来提高通流能力,所以金属氧化物避雷器可以吸收很大的操作过电压能量。

非线性电阻伏安特性拐点附近的某一电流值称为金属氧化物避雷器的参考电流。该值与阀片的材料和直径有关,一般出现在 1~20 mA 之间。在参考电流下测得的避雷器上的电压称为避雷器的参考电压。当作用在避雷器上的电压超过其参考电压时,流过阀片的电流将迅速增大。

无间隙金属氧化物避雷器在运行中将长期受工频电压的作用。在运行中允许持久地施加在避雷器上的工频电压(有效值)称为避雷器的持续运行电压。避雷器的最大持续运行电压峰值与其参考电压之比称为避雷器的荷电率,性能良好的金属氧化物阀片的荷电率可达 90%。金属氧化物避雷器的荷电率一般设计在 50%~80% 的范围内。过高的荷电率将降低避雷器的寿命。

为减少金属氧化物避雷器的荷电率,又不增大其

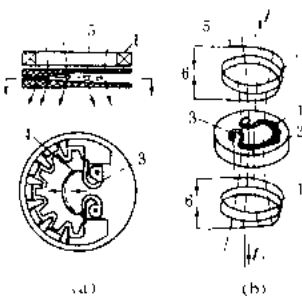


图5 拉长电弧型磁吹间隙

(a) 间隙结构; (b) 分流间隙

1—磁吹线圈; 2—灭弧盒; 3—电极; 4—电弧; 5—磁吹线圈; 6—分流线圈

残压,可以在部分阀片上并联放电间隙。当残压上升到一定值后,并联间隙放电将阀片短接,从而阻止了残压的进一步升高。这种避雷器称为带并联间隙的金属氧化物避雷器。

在中性点非有效接地系统中,由于单相接地运行的时间可能很长,加上可能遇到弧光接地过电压的持续作用,要求金属氧化物避雷器有较高的荷电率和较大的释放能量的能力。为解决这一困难,可以加设串联间隙组成有串联间隙的金属氧化物避雷器。

20世纪60年代末,日本松下电器公司首先研制成金属氧化物电阻,用以保护电子设备和作稳压用,70年代又研制出保护电力设备的氧化锌避雷器。之后,美国和西欧的制造厂相继进行了研制。在日本和美国等国家,金属氧化物避雷器已逐步取代了碳化硅阀片的普通阀式避雷器和磁吹避雷器。其他国家在改进金属氧化避雷器的性能和扩大其应用范围等方面都正在积极进行研究。图7为500 kV电网使用的金属氧化物避雷器的外形结构图。由于该避雷器没有间隙,结构也比较紧凑。所以其高度与图3的220 kV普通阀式避雷器差不多。

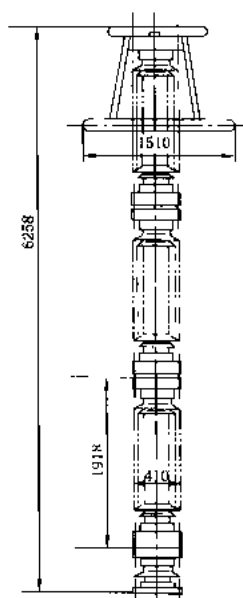


图7 500 kV 金属氧化物避雷器的外形结构

线路避雷器 (surge arrester for transmission line)

一种主要使用在线路上以保护线路绝缘子和空气间隙,避免在雷电和操作过电压下发生闪络或击穿的金属氧化物避雷器。

线路避雷器通常安装在接地电阻较高,在雷击时容易产生反击,或雷电活动频繁,经常遭受雷击的一段输电线路路上。也可用在断路器不带合闸电阻,操作时产生的操作过电压在输电线路的某一段高于线路的绝缘水平的情况下,避免线路绝缘子和空气间隙在操作过电压下发生闪络或击穿。它与悬垂或耐张绝缘子串并联安装。为了避免避雷器发生问题时影响线路的运行,并降低氧化锌电阻片运行中的老化,多数带有外部或内部的串联间隙。

日本在1980年就已在66~77 kV线路上安装避雷器。以后其他国家也陆续采用。近年来参照合成绝缘子结构,开始使用合成材料代替瓷套作为金属氧化物避雷器的外套。更促进了线路避雷器的发展,现在已经

有500 kV的线路避雷器在运行,对保护易受雷击的线路段、双回线路和高杆塔,已有一定的运行经验。图8是安装在400 kV架空线路上,与耐张绝缘子串并联的合成材料外套线路避雷器。



图8 400 kV 架空线路上的合成外套线路避雷器

避雷器试验 (surge arrester tests) 为保护避雷器的质量,按照规定的技术条件对避雷器的性能进行的测试。避雷器在生产厂中进行的试验有例行试验、抽样试验、定期试验和型式试验,在使用现场进行的试验有交货时的验收试验、安装后的交接试验和运行期间的预防性试验。

例行试验 每只避雷器(或电阻片)均须承受的试验。交流无间隙金属氧化物避雷器的例行试验项目有:持续电流试验、标称放电电流的残压试验、工频参考电压试验、直流参考电压试验、密封性能试验、局部放电试验等。有间隙的阀式避雷器还要进行工频放电电压试验。管式避雷器只需进行工频放电试验或工频耐压试验。

抽样试验 阀式避雷器的抽样试验主要对电阻片进行,在—批电阻片中抽取总数的1.5% (不少于两个),进行方波电流冲击试验和大电流耐受试验。对有间隙的阀式避雷器,还需对产品的冲击放电电压进行抽样试验。对无间隙的金属氧化物避雷器,每半年要对电阻片进行一次加速老化的抽样试验。管式避雷器只对其冲击放电电压进行抽样试验。

定期试验 目的是监视长期生产中产品质量的稳定性。定期试验—般3年进行一次。长期停产后恢复生产时必须做定期试验。如对金属氧化物避雷器,要求从正常生产的产品中取3只进行残压试验、长持续时间电流耐受试验、动作负载试验和工频耐受时间特性试验。管式避雷器没有定期试验项目。

型式试验 对产品性能和结构设计进行全面鉴定的试验。对阀式避雷器和金属氧化物避雷器,除出厂试验、抽样试验、定期试验的试验项目外,还要进行压力释放试验、瓷套绝缘耐受试验、机械负荷试验、人工污秽试验、多柱避雷器电流分布试验等。管式避雷器则还要进行冲击通流能力试验和切断能力试验等。

边界层理论

边界层理论 (boundary layer theory)

当流体以流速 u_∞ 沿静止平板流动时, 只有在紧靠板面一薄层流体内才能观测到较明显的流速或温度的变化 (见图 1)。此薄层就称作边界层。根据边界层的这一特点可以简化流体运动微分方程, 使求解成为可能, 并得出流动阻力和传热的规律。这一理论由 L. 普朗特 (Ludwig Prandtl) 于 1904 年提出, 它为流体动力学和传热学的发展创造了条件。

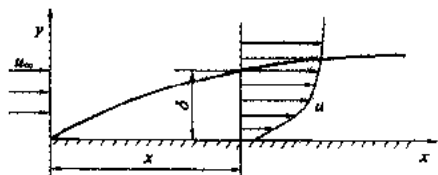


图 1 流动边界层 (图中 δ 已被放大若干倍)

流动边界层 通过实验可以发现, 边界层的形成是因为实际流体具有黏性, 黏性产生的摩擦力, 使直接贴在板面上 ($y=0$ 处) 的流体停滞不动, 并使靠近板面的流体速度减慢。若将板面 x 处沿法线 (y 方向) 不同距离各点 x 向流速 u 标出, 从 $y=0$ 处 $u=0$ 开始, 随 y 向离板面的距离的增加, u 将增大, 经过 δ 距离后, u 接近主流速度 u_∞ 。厚度为 δ 的这一薄层流域称为流动边界层, 或称速度边界层。显然, δ 的取值大小与那里的流速接近 u_∞ 的程度有关, 通常把 $u = 0.99u_\infty$ 处离板面的垂直距离 δ 定义为边界层厚度。它很小, 但可计算出来。例如 20℃ 的空气以 $u_\infty = 10 \text{ m/s}$ 纵掠平板时, 在离前缘 ($x=0$ 处) 100 mm 和 200 mm 处的 δ 约分别为 1.8 mm 和 2.5 mm。可见 δ 与板面的几何尺寸 (例如沿 x 向板的长度 l) 相比只是一个很小的数 (即 $\delta/l \ll 1$)。在这样薄的流层内, 流速由 0 变化到 $0.99u_\infty$, 速度梯度是很大的。根据牛顿黏性定律, 作用在 x 向的流体的黏性力 τ_x 与垂直运动方向的速度梯度成正比, 即 $\tau_x = \mu \frac{du}{dy}$, μ 为流体的动力黏度。可以看出, 即使对于黏度很低的流体, 边界层内仍会有较大的黏滞应力。而在边界层以外的流域内, 可以看作流速沿法向维持不变, 速度梯度为零, 称为主流区。那里的实际流体运动, 尽管流体有一定的黏度, 但可看作无黏性的理想流体的流动。于是, 整个流场可以划分为两个流域: 边界层和主流区。在边界层内黏性起作用, 流体的运动可由根据 $\delta/l \ll 1$ 的假定而大为简化的黏性流体运动微分方程式 (称为边界层动量微分方程式) 来描述; 而在主流区内, 流体的运动遵循描述理想流体的欧拉方程。普朗特提出的这种边界层概念, 使问题的数学求解得以简化, 从而成功地将理论和实验结合起来。这

一概念同样可用来分析温度边界层, 得出数学上简化了的边界层能量微分方程, 从而开拓了对流换热理论求解的道路。

温度边界层 平板前缘 ($x=0, y=0$) 前后, 流体的流速 u 发生了从 u_∞ 到 0 的变化, 这一变化在流场内传播的结果导致速度边界层的发生。因此, 传播能力 (由流体黏度和密度的比值, 即运动黏度 $\nu = \mu/\rho$ 来表示) 越大, 则速度发生变化的区域也越大, 亦即速度边界层的厚度 δ 越厚。同样, 由于流体在前缘附近, 流体的温度 T 发生了由主流温度 T_∞ 到板面温度 T_w 的变化, 这一变化在流场内传播的结果导致温度边界层的发生。因此, 流体传播温度变化的能力 (用流体的热扩散率 $a = \lambda/c\rho$ 来表示, 这里 λ 为流体的导热率, c 为比定压热容) 越大, 则温度发生变化的区域越大, 亦即温度边界层的厚度 Δ 越厚。所以, 无量纲的普朗特数 ($Pr = \nu/a$) 就可用来衡量速度边界层和温度边界层的相对厚薄。对于 $Pr \approx 1$ 的流体 (空气的 $Pr = 0.72$, 与之接近), 由于传播速度变化与传播温度变化的能力相等, 因此, 如果速度边界层和温度边界层都从前缘处开始形成, 那么在任一 x 处它们的厚度必定相等; 同理, 对于 $Pr \gg 1$ 的流体 (各种油类), 其速度边界层的厚度要比温度边界层的厚度大得多, 而对于 $Pr \ll 1$ 的流体 (液态金属), 其速度边界层要比温度边界层薄得多。

层流边界层与湍流边界层 层内的流动状态为层流的边界层称为层流边界层。在前缘处边界层开始形成并随之发展的起始段内, 边界层的厚度很薄, 层内的速度梯度及其相应的黏滞力都大, 且对流动起控制作用, 使层内处于层流状态。随着边界层厚度的不断增厚, 层内速度梯度, 亦即黏滞力不断下降, 到达某一临界值时, 黏滞力对层内的流动失去控制作用, 过渡为惯性力起控制作用。此时层流状态变成不稳定, 一旦层内产生旋涡, 就逐步不断扩展到整个边界层。从旋涡开始产生直至扩展到除紧靠壁面一薄层以外的整个边界层区域的这一边界层发展阶段称为过渡区。在过渡区, 动量和能量的交换不仅依靠分子运动, 而且还依靠分子团的旋涡运动, 从而大大增加了流体传播速度变化和温度变化的能力。因此, 边界层的厚度沿流向增加得更快 (见图 2)。当旋涡运动扩展到接近整个边界层时, 称之为湍流边界层。过渡区起始点到前缘之间的距离称为临界距离 x_c , 它由临界雷诺数 $Re_c = u_\infty x_c / \nu$ 确定, Re_c 的大小取决于来流的初扰动度和板面的粗糙度, 一般在 $3 \times 10^5 \sim 3 \times 10^6$ 之间, 当初扰动度和粗糙度过高或过低时, Re_c 值会超出上述范围。通常可取 $Re_c = 5 \times 10^5$ 。

对于层流边界层, 壁面上的摩擦阻力和换热都是由分子运动引起的黏滞力和热传导形成的。所以换热的强度主要与边界层的导热热阻, 亦即流体的 λ 和边

界层的厚度 δ (当 $\delta = \Delta$ 时) 有关。此时, 板面的换热系数 $a \sim \lambda/\delta$ 。而 δ 表示流速变化传播的距离, 它应等于传播的时间与传播的速度的乘积。传播的时间与 x/u 成比例, 传播的速度与 ν/δ (或 a/δ) 成比例, 亦即 $\delta \sim (x/u) (\nu/\delta)$, 即 $\delta/x \sim 1/\sqrt{Re_x}$ 。其中 $Re_x = u_\infty x/\nu$ 。因此, $a \sim (\lambda/x) Re_x^{0.5}$ 或 $Nu_x = ax/\lambda \sim Re_x^{0.5}$ 。

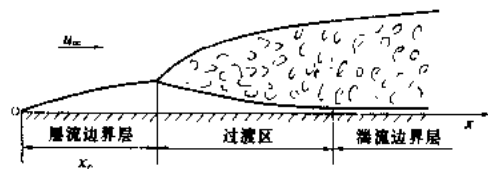


图2 层流边界层与湍流边界层

对于湍流边界层, 层内至少可以观察到两个流动状态不同的区域, 在紧靠壁面的一极薄层内, 由于速度梯度 (亦即黏滞力) 很大, 虽然从壁面附近不断有旋涡爆发出来, 但爆发表的数量和爆发旋涡的频率都还没有大到足以改变这一极薄层内黏滞力起控制作用的特性, 所以这一层仍属于黏滞力起控制作用的区域, 称为湍流边界层内的黏性底层。在黏性底层内摩擦阻力和换热仍然只取决于分子运动引起的黏滞力和热传导。层内的旋涡爆发仅仅使黏性底层的厚度 δ_v , 亦即以 δ_v 为定型尺寸的雷诺数 $Re_{\delta_v} = u_\infty \delta_v/\nu$, 沿流向大致保持不变。在湍流边界层内, 黏性底层的外侧是一个到处充满着旋涡的区域, 这个区域被称为湍流核心, 其中的旋涡尺度不同, 旋转的方向互异, 从而使每一点速度、温度、压力的瞬时值随时间作随机的脉动变化。实验发现, 对稳态流动换热而言, 如果取一段远大于脉动周期的时间求出速度、温度和压力的时均值, 则它们的时均值都不随时间变化。湍流边界层的摩擦阻力和换热主要取决于旋涡运动。由于剧烈的分子团旋涡运动使动量和能量传递的能力大大增强, 所以湍流边界层内传热的主要热阻集中在黏性底层内。

发展概况 边界层理论首先由普朗特于1904年提出, 在这以后的30年内主要是进行不可压缩流体边界层的基本研究。自30年代到60年代, 边界层理论得到很大发展, 广泛应用于机械、化工和航空等工业领域中。自60年代中期至今, 由于科技发展的需要和电子计算机的应用, 促使边界层研究的步伐进一步加快。例如在湍流模型的建立、湍流边界层的数值计算和边界层结构的探索等方面都取得了迅速的发展。然而边界层理论中有关湍流模型和边界层转捩等问题还远未解决, 有待于进一步研究。

参考书目

Schlichting H. Boundary Layer Theory. 7th Edition. New York: McGraw-Hill, 1979

Leonberger

变送器 (transmitter) 将感受的物理量、化学量等信息按一定规律转换成便于测量和传输的标准化信号的装置。感受部分称传感器。一般变送器输出为4~20 mA DC (或0~10 mA, DC, 1~5 V, DC等) 标准信号。对于智能变送器, 可以输出满足某种通信协议的数字信号。

类型 按其用途, 可以分为热工量的压力、压差、流量、液位、温度等变送器, 以及成分量的pH值、电导率、浓度、露点、气体成分等变送器。按其工作原理, 又可以分为力平衡式、电容式、扩散硅式等各种变送器。一般在变送器名称前加入修饰语, 说明变送器的传感原理及用途。例如, 热电偶温度变送器、电容式压力变送器、扩散硅差压变送器、氧化锆氧量变送器等。在工业自动化系统中, 变送器输出的标准信号, 经传输送入计算机监控系统或常规仪表进行显示及控制。其中, 压力 (压差) 和温度变送器应用最为广泛。

变送器的技术基础是先进的传感技术。应用最广泛、技术最复杂的是压力 (或压差) 变送器。早期, 多采用弹性元件力平衡原理, 但由于其精确度较低, 可靠性、重复性也较差, 已经不适应现代控制技术的要求。近年来多采用技术先进, 并已成熟的电容式、扩散硅应变式等传感原理。

智能变送器是当今推出的新一代变送器。由于它采用了先进的微处理器技术, 因而使智能变送器比非智能变送器具有明显的优点: ①可靠的传感技术; ②高精度; ③高稳定性、重复性; ④大量程比; ⑤大迁移范围; ⑥稳定的温度补偿能力; ⑦完善的自诊断功能; ⑧远程组态; ⑨远程通信功能。

力平衡式压力 (压差) 变送器 图1为力平衡式压力 (压差) 变送器原理, 由两个杠杆 (主杠杆和副杠杆) 和一个矢量机构组成, 其力的关

系式为 $F_x l_1 = \frac{l_1}{l_2} \frac{1}{\tan \theta} F_d$, 式

中 F_x 为输入作用力; F_d 为反馈电磁力。矢量机构的支点B沿水平方向移动时, 矢量角 θ 改变, 可实现量程调整, 另外在力传递系统中还设有零点迁移机构。传感器外部感受的压力作用在主杠杆上, 引起副杠杆的位移, 此位移由检测变压器及放大电路转换为标准模拟信号输出。

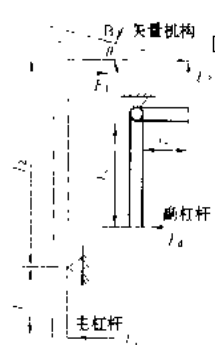


图1 力平衡式变送器原理

电容式智能压力 (压差) 变送器 采用微位移1作原理, 用差动电容作为检出元件, 如图2所示。当中心

感压膜片受压发生位移时,两侧电容做相应的增加和减少,其差值电流 $I_2 - I_1$ 作为检出元件的输出信号。此

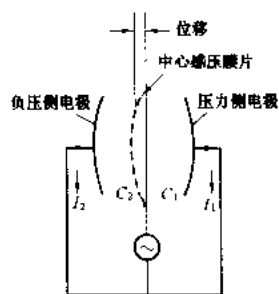


图2 电容式变送器
传感原理

信号与压力 p (或压差 Δp) 成比例关系: $I_2 - I_1 = Kp$ (或 Δp), 式中 K 为比例常数, 与电容结构和供电电压有关。

图3为电容式智能压差变送器组成框图。来自电容传感器的信号经模拟量/数字量转换器后, 送入电子线路板进行修正与线性

化处理, 并将数字信号转换为模拟信号输出及数字信号输出。由于电子线路板内采用了微处理器, 它可以对环境温度进行补偿, 对传感器信号进行线性化处理, 以及参数设置、故障诊断、远程通信等, 从而使变送器测量精确度更高 (可达 $0.075\% \sim 0.1\%$), 性能更好。

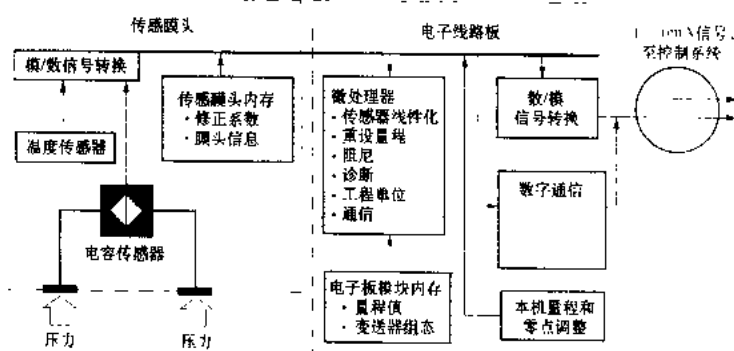


图3 电容式智能压差变送器组成框图

扩散硅压阻式智能压力(压差)变送器 其工作原理为: 过程压力加在变送器的隔离膜片上, 然后经灌充硅油将压力传到敏感元件上。敏感元件是利用扩散技术在单晶硅芯片上制作出四个等值的电阻, 组成惠斯登电桥。当传感膜片感受过程压力而产生微小形变时, 在敏感元件内惠斯登电桥上的应变电阻发生变化, 从而使电桥产生不平衡电压, 随后通过电子线路被转换成相应的模拟信号或数字信号输出。扩散硅智能式压力变送器的测量精确度可达 $0.075\% \sim 0.1\%$ 。

变送器的输出 传统的为模拟量输出, 但将被全数字式智能变送器所代替。作为从 $4 \sim 20$ mA, DC 模拟量输出信号到全数字输出信号的过渡, 一般智能变送器既输出传统的 $4 \sim 20$ mA, DC 模拟信号, 而且还可以在模拟输出上叠加一个满足某种通信协议的高频数字信号。而现场总线智能变送器输出则为全数字信号, 具有控制运算功能, 从而既可以与智能现场设备

(如阀门等) 直接构成现场控制系统, 又可以通过现场总线与分散控制系统联网, 实现远程监视、控制、诊断、组态等功能。

变压运行

(variable pressure operation)

保持汽轮机进汽调节汽门全开或部分全开, 通过改变锅炉出口蒸汽压力(温度不变)来满足电网负荷要求的一种机组运行方式, 也称滑压运行。50年代联邦德国首先开始研究, 60年代欧洲大陆、美国、日本以及前苏联都先后广泛采用。现300 MW及以上的新型大容量火电机组, 多设计为变压运行。原设计为喷嘴调节的定压运行机组, 有不少也改为变压运行, 以适应电网调峰任务的需要。

变压运行分类 根据汽轮机进汽调节汽门在负荷变动时开启的方式不同, 变压运行又可分为纯变压运行、节流变压运行和复合变压运行三种方式。

纯变压运行 在整个负荷变化范围内, 汽轮机进汽调节汽门全开, 完全由锅炉改变主蒸汽压力来适应机组负荷变化。这种运行方式, 存在很大的时滞, 负荷适应性差, 不能满足调频的要求。另外在低负荷时, 汽门全开, 进汽压力低, 机组循环效率下降较多。

节流变压运行 在正常运行条件下, 汽轮机进汽调节汽门不全开, 保持一定的节流。当负荷增加时, 全开调节汽门, 利用锅炉的蓄能, 达到快速接带负荷的目的。此后, 随着锅炉蒸汽压力的提高, 调节汽门重新恢复到原来的位置。这种运行方式解决了纯变压运行负荷调整时滞大的缺点。但由于正常运行时, 调节汽门不完全打开, 有一定的节流损失, 也会降低机组运行的经济性。

复合变压运行 是一种变压运行和定压运行组合的运行方式, 对于喷嘴调节的汽轮机, 在实际应用上有三种组合方式: ①低负荷变压运行, 高负荷定压运行。在低负荷时, 部分调节阀全开作变压运行, 随着负荷逐渐增大, 主蒸汽压力逐渐升高, 在达到额定值后, 保持汽压不变, 改用开大其余调节汽门继续加负荷, 这种运行方式在低负荷下只开部分调节汽门作变压运行, 进汽压力下降不大, 减少了机组循环效率下降幅度。在高负荷下机组能够迅速调整负荷, 满足电网调频的要求。②高负荷变压运行, 低负荷定压运行。它主要是根据汽动给水泵有一个最低转速和最小出口压力限值而提出的低负荷定压运行, 以后随着机组负荷增加, 逐渐开启调节汽门直至全开, 进入高负荷变压运行区段, 采用锅

炉升压提高机组负荷。③高负荷和低负荷定压运行,中间负荷变压运行。这种运行方式在高负荷区采用喷嘴调节,保持额定压力运行。在中间负荷区关闭部分调节汽门变压运行,而在低负荷区又采用喷嘴调节,保持在某一较低汽压下运行。它既具备高负荷区调频的能力,满足低负荷定压运行的要求,而且在中间负荷区具有较高的运行效率和负荷适应性。它是一种应用较广的复合变压运行方式,也称为定-滑-定复合变压运行。

变压运行的经济性 变压运行时,进入机组的蒸汽容积流量近似不变,因此当负荷降低时,蒸汽在喷嘴通道内和喷嘴出口的流速也近似不变,保证了设计的空气动力特性和汽轮机内效率。其次变压运行时允许给水流量、给水压力随负荷相应降低,对于变速给水泵,尤其是汽动给水泵,其消耗功率将随着减少。给水泵降速运行对减轻水流浸蚀,延长给水泵使用寿命也是有利的。但对于由电动机直接拖动的定速泵这方面收益不大。另外,变压运行时,由于新汽压力下降,蒸汽比热容下降和高压缸排汽温度上升,在低负荷时易于保持主蒸汽和再热蒸汽温度为额定值。但是在变压运行时,随着负荷降低机组循环效率明显下降,这主要是由于初压降低使得机组蒸汽可用焓减少的缘故。变压运行的经济性,取决于以上各项因素的综合,而且随着机组的结构、参数和采用的变压运行方式而异,不能简单地认为变压运行一定比定压运行经济,即使同一台机组,同一种变压运行方式,在不同的负荷区段,变压运行与定压运行的经济性比较,也会有不同的结果。

变压运行最主要的优点是负荷适应性好,机组负荷变化时,各级蒸汽温度基本上不变,汽缸、转子金属温度变化很小,热应力和热变形也小,为调峰机组频繁起动、变动负荷提供了有利条件。

应该提出注意的,锅筒式锅炉作变压运行时,由于汽压降低,锅水饱和温度也要降低,因此在负荷变化时,要控制锅筒、过热器联箱、水冷壁联箱、控制循环泵等厚壁部件的温差和温度变化率在允许限度以内,同时应控制变压速度,防止省煤器、下降管、循环泵入口工质汽化,影响锅炉安全运行。锅筒式锅炉从定压运行改为变压运行时,过热器喷水量会明显增加,也应注意防止过热器超温;对具有螺旋管圈水冷壁的直流炉,较适宜于变压运行,带变动负荷;对于垂直上升管屏式直流锅炉,为了保证锅炉蒸发管内水动力特性的稳定性,目前不宜改为变压运行。

biom an chuli

表面处理 (surface treatment) 改进构件表面性能的处理工艺。包括改变钢铁表面层的组织结构以使表面强化,或形成一层附着较强的膜以改变表面

性质。其目的是提高表面硬度、提高耐磨性或改进表面防护能力,如抗腐蚀等。表面处理可以分成表面强化和表面保护两个方面。

表面强化 包括感应加热淬火、火焰加热淬火、电接触加热淬火、表面喷丸处理以及激光加热淬火等。

感应加热淬火 利用交流电流在金属表层感应产生具有集肤作用的涡流和磁滞使工件表面加热。所需设备由交流电源、加热用感应器(线圈)和淬火冷却装置三部分组成。交流电源的频率视所需加热表层深度而异,可分超高频、高频、超音频、中频、工频等,频率愈高,加热层深度愈小。加热用感应器是用紫铜管根据构件要求设计制造的。图1为轴类连续感应加热淬火示意图。

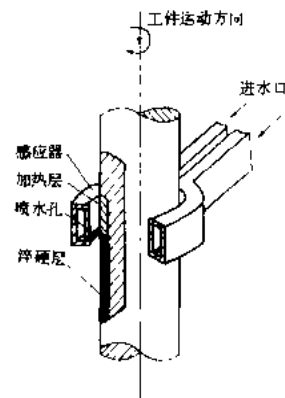


图1 轴类连续感应加热淬火示意图

为提高平面、内孔壁或局部加热感应器的效率,可加装导磁体。使用导磁体的类型与频率有关。中频和工频感应加热用硅钢片,超音频和高频感应加热用铁磁性氧化物。

火焰加热淬火 使用火焰加热构件表面,使表层

淬火。火焰通常由燃烧高发热量的可燃性气体(如乙炔)产生。火焰喷嘴的形状与结构是根据构件的要求设计制造的。每种构件最好都相应有一个喷嘴进行处理时,为保持淬火质量,也需要淬火机床。图2所示为轴类连续火焰加热淬火的示意图。

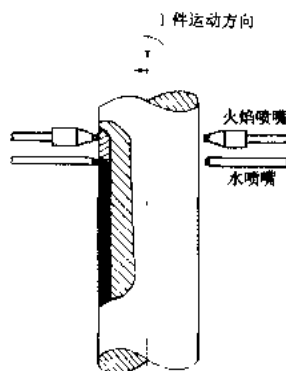


图2 轴类连续火焰加热淬火示意图

电接触加热淬火 利用电极与金属接触的电接触引起构件表面加热、相变、自冷淬火,硬化层一般在0.3mm以下。

表面喷丸处理 用压缩空气把铁丸高速打到构件表面上。不仅可以清除工件的氧化皮、型砂及杂物,还可以提高构件的疲劳强度。

表面保护 常见的有电镀、热喷涂、表面化学转化

膜(有机涂层及发黑处理)等。

电镀 在机械制造业中,电镀不仅是重要的材料保持手段,也用于修复、制造和装饰。待镀工件经适当处理后,置于盛有镀液的槽内作为阴极。用与镀层金属相同的金属或用不溶于电镀液的金属或导体做阳极(如镀铬时用铅板、镀黑镍时用石墨等)。镀液中除溶解有准备镀的化合物以外,往往还含有其他成分(如导电盐、添加剂、缓冲剂、pH调节剂等),两极间接通直流电源在构件表面上就可镀上金属镀层。

热喷涂 将要涂的金属、合金、金属陶瓷或陶瓷材料熔融或部分熔融,并获得高的动能,成为雾化微粒,喷向工件表面,构成附着牢固的保护层。常用的热喷涂方法有电弧喷涂、火焰喷涂、等离子弧喷涂、爆涂等。

表面化学转化膜 参与化学或电化学反应所形成且在构件表面附着良好的反应物膜层,主要有以下类型:①磷酸盐膜,其成膜过程称为磷酸盐处理或磷化;②铬酸盐膜,其成膜过程称为铬酸盐处理;③阳极氧化膜,多用于有色金属;④氧化物膜,其成膜过程是氧化。对于钢铁,则称发黑。发黑处理是将构件放在沸腾的氢氧化钠和亚硝酸盐的溶液中,表面氧化反应生成磁性氧化铁膜。膜的颜色与材料成分及氧化条件有关,有灰黑、深黑和蓝黑色。发黑膜的抗蚀性较差,不宜用于户外。但涂覆油、蜡或清漆后,保护性和摩擦性均可有所改善。

10.1.1 表面式加热器

表面式加热器 (surface heater) 加热介质通过传热元件的壁面与被加热介质进行热量交换。汽轮机回热加热系统中广泛采用管形材料为传热表面的管壳式加热器。根据布置位置,一般位于给水泵至锅炉之间承受高的给水压力和温度的加热器称为高压加热器,位于凝结水泵至除氧器之间的加热器称为低压加热器,为供热用的加热器称为热网加热器。给水加热器是汽轮机热力系统中的主要辅助设备,如发生漏泄而不能正常运行时,不仅影响全厂热效率,还会降低整套机组的输出功率,甚至威胁机组的安全。

表面式加热器按结构型式可分为管板式和联箱式两大类。

管板式加热器 传热面常采用直管或U形管,与管板相连接,被加热介质(水)在管内,加热介质(蒸汽或水)在管外。端部有圆柱形或半球形的水室作为连接和分配给水的通道。高压加热器常采用U形管,外径16~19 mm,壁厚1.5~3 mm,材料为低碳钢或低合金钢。大机组高压加热器的管板厚300~500 mm,甚至有厚达1000 mm的。其水室端盖有法兰螺栓连接结

构、自密封大顶盖结构和自密封人孔盖等多种形式。低压加热器承受的水压和水温较低,加热蒸汽的压力和温度也较低,其结构相对简单,部件采用普通材料,管束多为黄铜、碳钢或不锈钢管,大机组最低抽汽压力的低压加热器常置于凝汽器内。管板式加热器结构紧凑,外形尺寸小,水阻小。随着机组容量增大管板式加热器得到广泛采用。这种加热器的管子与管板连接工艺要求高,管板厚重使得锻件制作、机械加工及深孔钻孔比较复杂和难度大。管子与管板连接部位对温度变化敏感,运行操作要求严格。

联箱式加热器 主要特点是采用管径比较大的传热管与用作给水进出口的联箱相连接,不存在薄壁管与厚管板的连接可靠性和端部水室密封问题,故其可靠性高,制造工艺难度小,对温度变化适应性好。常用的传热管型式有螺旋管和蛇形管,常用管径25~32 mm,壁厚3~5 mm。

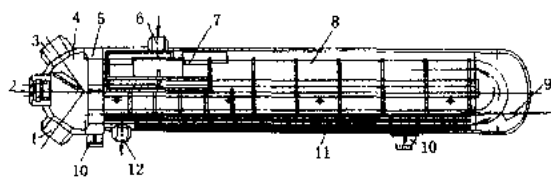
螺旋管联箱式加热器 的传热面由水平螺旋管圈组成,在垂直方向排列成4~8个管组,布置在立式壳体内。螺旋管具有较大胀缩能力,抗振性好,间距较大,便于检修。但此种加热器体积较大。为便于检查和更换管子,壳体一般设有大法兰,但外壳法兰直径大,不易保持严密,水阻比较大。前苏联200~800 MW机组都采用螺旋管联箱式的高压加热器。

蛇形管联箱式加热器 的传热面由若干平行的蛇形管屏组成,蛇形管的两端分别焊接到进出口联箱的短接管上,结构较螺旋管式紧凑。德国、法国和比利时等国家的一些制造厂生产蛇形管式高压加热器。

简单的表面式加热器仅设置蒸汽凝结段(一段式),蒸汽作简单凝结放热,出水温度低于蒸汽凝结时的饱和温度,其差值称为传热端差或出口端差,一般约为3~6℃。复杂的表面式加热器还设有另用包壳围住作对流换热的蒸汽冷却段或疏水冷却段(二段式)或两者兼备(三段式)。大容量机组常在抽汽过热度大的加热器中设置蒸汽冷却段,以期使出口端差低到0℃或负值(-1.7~-1.8℃)。在温升较大而不采用疏水泵的加热器中常设置疏水冷却段,以减少疏水热损失和减轻对疏水管弯头的冲刷。疏水出口和给水进水温差称为疏水冷却端差,一般约为5~10℃。三段式虽结构较复杂,但热经济性好、设备费用低、维护方便,被广为采用。为简化结构,也可分别做成独立的蒸汽冷却器和疏水冷却器,但增加系统复杂性。

加热器按布置型式则可区分为正立(水室在上),倒立(水室在下)及卧式三种。卧式加热器便于安装、维修,液体表面积较大,有利于水位控制,运行稳定性好。立式加热器占用的厂房面积比较小。

下图所示为典型的卧式U形管三段式加热器。



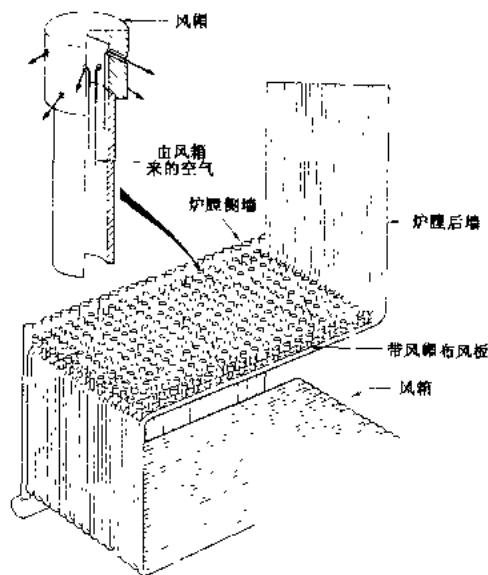
典型的 U 形管式加热器

- 1 给水入口; 2—人孔; 3 给水出口; 4—水室;
5 管板; 6—蒸汽入口; 7 过热蒸汽冷却段;
8—凝汽段; 9 正常水位; 10—支座; 11—疏水
冷却段; 12 疏水出口

2. 流化床锅炉

布风装置 (air distributor) 构成循环流化床锅炉炉底的均匀布风板。其作用为: ①经布风板向炉膛内通入一次(流化)风, 使流化风均匀分布到整个床层截面, 并维持物料稳定的流化状态; ②限制床料向下倒流入风室或堵塞通风孔。

布风板由风帽和固定风帽的多孔板组成, 见图。新型水冷布风板的风帽固定孔开在膜式壁水冷管间的鳍片上, 风帽之间浇注耐火防磨材料。目前, 循环流化床锅炉布风板采用的风帽形式主要有: 小孔风帽、钟罩式大直径风帽、定向式风帽和“S”形弯管式风帽等。



布风板及风帽

以小孔型风帽为例, 来自一次风机的高压空气从布风板下方的风室进入风帽的中心进风孔, 再从风帽上部分径向分布的小孔流出。由于小孔的总截面积一般仅为布风板面积(即流化床料层底部断面)的3%左右, 小孔出口的气流速度一般高达30~80 m/s, 其较高动能导致风帽周围及上方产生强烈扰动, 并形成气

流垫层, 使床料层处于良好的均匀流化状态。因此, 布风板的正确设计是循环流化床锅炉安全稳定运行的关键之一。

一般对布风板的设计要求为: ①在锅炉的各种运行负荷下均能保证床料的稳定流化, 布风均匀, 不出现局部停滞区或节涌等不良流化现象; ②对床内构件壁面及风帽自身的磨损较轻; ③适当的布风板阻力; ④避免向供风风室漏灰; ⑤良好的结构性能, 不易烧损, 便于检修清理。

布风板阻力(又称空床阻力)是影响布风板性能的重要因素之一。阻力过高, 造成过量能耗; 阻力过低, 容易产生局部床面“吹空”或“压死”的流化恶化现象。布风板阻力计算采用局部阻力计算公式:

$$\Delta p = \xi \frac{u_k^2 \rho_a}{2} \text{ Pa}$$

即布风板阻力与小孔出口风速 u_k (30~80 m/s)、空气密度 ρ_a 和阻力系数 ξ (2~2.5) 相关。一般, 当布风板面积依锅炉容量增大时, 为保证均匀流化, u_k 选用较大值, 布风板阻力相应增加。

布风板风帽一般用耐热铸铁制造, 如 RTSiC.5 或 RQTSi5.5 等, 有时也采用耐热合金钢。

3. 布雷顿循环

布雷顿循环 (Brayton cycle) 燃气轮机装置的理想热力循环, 由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等压放热四个可逆过程组成, 又称等压加热燃气轮机循环, 系美国人 G. B. 布雷顿 (George B. Brayton) 于 1872 年提出的。简单的燃气轮机装置由压气机、燃烧室和燃气透平三个主要部分组成, 见图 1 (a)。一般采用“开式循环”, 上述四个热力过程的前三个分别在三个主要设备中进行, 而第四个过程则在大气中完成, 燃气透平的废气直接排入大气。该循环的 $p-v$ 图和 $T-s$ 图示于图 1 (b)、(c)。

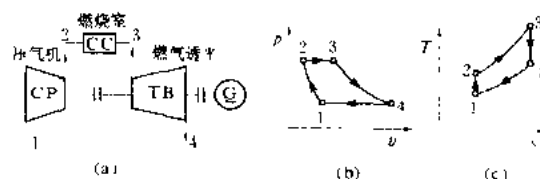


图 1 定压加热燃气轮机装置

(a) 装置系统图; (b) $p-v$ 图; (c) $T-s$ 图

布雷顿循环的热效率为

$$\eta = 1 - \frac{1}{\pi^{1/\gamma}}$$

它表示, 循环的热效率主要取决于压气机后与压气机前压力的比值——压比 π , 它的数值越大, 循环效率也

越高。然而实际的燃气轮机循环的热效率主要由以下几方面的因素决定：首先是燃气轮机前的温度与压气机前温度的比值，这个比值越高，效率越高；其次，循环的热效率随着压气机效率、燃气透平效率的提高而提高；此外，压比不是越高越好，为了达到高的循环效率，在给定的上述温度比值以及压气机和燃气透平效率的情况下，存在着一个最佳的压比，高于或低于这个压比都会使循环效率降低。

要进一步提高布雷顿循环的热效率，最主要的措施就是采用回热循环。从燃气透平排出的废气一般具有相当高的温度，在排往大气前，可先用来加热从压气机出来的空气，经过加热的空气再送往燃烧室，这样就节约了燃料，提高了循环的效率。图2为回热循环燃气轮机装置的系统图。不难理解，为了充分发挥回热的作用，我们希望废气在回热器中被冷却到尽量低的温度，压缩空气被加热到尽量高的温度。为此，在布雷顿循环中的压缩过程可采用多级压缩，燃气透平的做功过程可采用多级膨胀。把多级压缩、多级膨胀与回热结合起来，就会使布雷顿循环的效率大大提高。当然，这样也就使装置复杂化了。如图3所示，在理想情况下，使用无限多级压缩与膨胀并与完全回热结合，就会达到同

温限下卡诺循环的热效率。

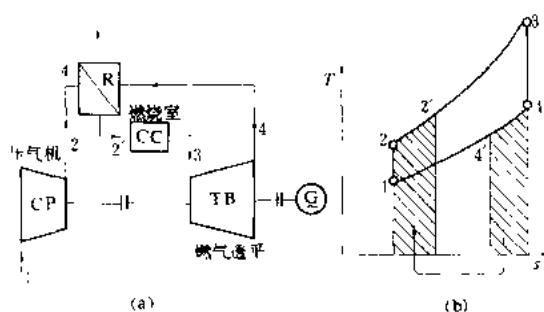


图2 具有回热的燃气轮机装置
(a) 系统图；(b) $T-s$ 图

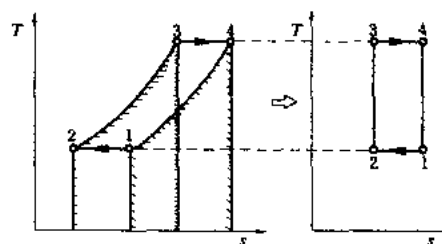


图3 具有完全回热和无限多级压缩、无限多级膨胀的燃气轮机循环 $T-s$ 图

CO₂ jianpai jishu

CO₂减排技术 (technology for reduction of CO₂ emission) 用化学、物理、生态等方法从烟气或煤气中分离、回收利用或处理 CO₂, 以减少或分离化石燃料燃烧生成的 CO₂ 或分离煤气或天然气中 CO₂ 的技术。也称碳整合技术 (carbon sequestration)。

此项技术当前尚处于可行性研究或试验阶段, 主要有: ①分离回收技术: 以氨系为吸收液的化学吸收法, 用类似于沸石等固体吸附剂的物理吸收法和利用高分子膜对不同气体的不同渗透速度将 CO₂ 从烟气中分离出来的膜分离法等。②利用技术: 液化 CO₂ 已广泛地用于焊接、冷却、生产碳酸盐和尿素及饮料等领域, 但大量地利用 CO₂ 的技术, 如 CO₂ 与 H₂ 在高温高压和催化剂条件下合成甲醇、甲烷, 与乙醇、环氧化物及不饱和碳化氢合成各种含氧有机化合物等则正在研究之中。③储存技术: 将分离出来的 CO₂ 液化后存放在地下蓄水层或废弃的油井、气井中, 或储存于深海等。④加强自然界的补偿: 大气与海洋、森林生物圈之间的 CO₂ 交换, 与人为的 CO₂ 排放相比是非常巨大的, 只要稍微增加全球碳循环中 CO₂ 的吸收量, 就会对大气中温室气体浓度的降低起显著作用, 为此要禁止砍伐森林, 扩大森林种植和复种面积, 增加 CO₂ 在现有森林中的存储量。

庞大的回收、处理设备需要大量的建设资金和运行费用。据估算, 对于一座 500 MW 的火电厂, 如采用化学吸收法从烟气中吸收 CO₂, 液化后储存在 500 m 深的海底, 燃用天然气时发电成本要增加 50%~70%, 燃用煤炭时发电成本要增加 130%~190%。目前实施这些减排技术, 困难很大, 尚需进一步研究。

ranruo tōngfēng hé kōngqì tiáojié

采暖通风和空气调节 (heating ventilation and air-conditioning, HVAC) 为常年保持厂房内需要的温度和湿度, 夏季消散设备散热量, 冬季补充设备散热量的不足, 并为排除运行或事故时产生的有害气体而配置的技术装备和设施。

主厂房采暖 位于采暖区的火电厂须设计采暖, 位于过渡区的则视需要设置采暖。采暖标准按维持室内温度 5℃ 计算, 不考虑设备散热量。主厂房应设独立的热源, 采用不高于 160℃ 的蒸汽或高温水作热媒。散热器一般要求承压能力高且便于清扫。也可设置暖风机采暖系统。在冬季一般不允许锅炉送风机吸室内风, 否则需根据采暖设计热平衡计算, 确定其允许在室内的吸风量。

主厂房通风 优先采用自然通风, 并以屋顶通风机替代老式的排风天窗, 以防止气流倒灌。自然通风不能满足卫生和生产要求时, 可采用自然进风屋顶风机排风。对于封闭式厂房或大风沙地区也可采用机械送风、机械排风, 进风经降温 (夏季)、加热 (冬季) 和过滤, 并使汽机房处于微正压状态, 避免室外灰尘进入室内; 保持锅炉房处于微负压状态, 避免灰尘扩散到邻近房间。为组织好磨煤机区、管道层等通风死区的气流, 常在框架各层楼板上设置通风隔棚或局部加强机械送风或排风。计算通风量时, 汽机房考虑排除余热和余湿量; 锅炉房只考虑排除余热量。自然通风开窗面积计算时仅考虑热压作用。

变压器室一般采用机械送风自然排风系统, 送风气流吹向变压器散热排管; 或采用自然进风机械排风系统。各变压器室的通风系统应独立设置, 并与其他通风系统隔离。变压器室着火时, 应能自动关闭风机。

厂用配电装置室配备不少于每小时换气 10 次的事故排风系统, 兼作夏季通风降温设施。当周围环境空气含尘浓度超过标准时, 采用带有过滤设备的正压送风系统。发生火灾时能自动关闭风机。

发电机出线小室一般采用自然通风, 当小室内设有油断路器、隔离开关、电抗器等设备时, 采用自然进风、机械排风。电缆隧道结合防火隔墙分段采用自然通风或自然进风、机械排风。

锅炉送风机、引风机、磨煤机、排粉风机等所配用的大中型电动机, 根据设备本身要求及周围环境条件决定通风方式, 一般不另设通风设备。

集中控制室 (或单元控制室) 设计参数与电子计算机室、电子设备间设计参数不同, 通常分设两套全年性空调系统, 空调机组及冷水机组均设备用。并应按规定设计防火阀及与空调系统分开的独立排烟系统。应设通风、空调及排烟系统的自动控制系统, 冷水机组本身自带节能、连锁及本体压力、温度等自我保护的自动控制, 并在控制盘上留有接水泵控制的端子。空调机组的表冷器、加热器、加湿器、风阀, 均由设在室内 (或回风管内) 的温、湿度探头控制。当采用化学药剂灭火时, 为保证空气中药剂浓度, 控制程度与高层建筑防排烟控制程序有所不同。火灾信号→烟、温控器动作→关防



火阀→停空调机→灭火→经检验确认火灾已熄灭→开排烟阀、启动排烟风机→排尽烟气后停止排烟风机、关排烟阀→防火阀复位→空调机重新投入运行。

附属厂房采暖 附属厂房采暖热媒多采用 110/70℃ 热水，热网加热站可设在主厂房固定端框架内，分两层布置，底层布置水泵，二层布置热网加热器；也可在采暖建筑集中的地方设独立的厂区热网加热站，加热器的凝结水应回收再利用。加热站与单体建筑采暖用厂区热网供热，输煤系统多采用温度不超过 160℃ 的饱和蒸汽为热媒，凝结水需与热交换器凝结水分开，蒸汽采暖凝结水可直接作为加热器的补充水或经处理后再利用。

附属厂房通风 有排除余热或排除有害气体要求的房间，按规定设计进排风系统。例如：配电间、变压器室、燃油泵房、蓄电池室、酸碱库、酸碱计量间、酸碱泵房、加药间等。

附属厂房空调 各工艺的控制室（输煤控制室、化学控制室、除灰控制室等），按工艺要求采用能满足工艺要求的就地安装的分体式空调机。网控室和空调房间较多且集中的建筑也可设计简单的集中空调（例如：屋顶式空调机）。并按工艺需要决定空调范围。

(cāozuò diànyuán xìtǒng)

操作电源系统 (operation power supply system) 向发电厂的控制、信号、保护和自动装置等提供高度可靠和稳定电源的系统。操作电源应在最严重事故情况下保证用电设备可靠地连续工作所需的容量和电压质量。

操作电源分类 操作电源有直流和交流两种。对发电厂通常采用蓄电池组供电的直流系统。根据操作电力负荷要求，对强电控制的电厂，直流电压可为 110 V 或 220 V；对弱电控制的电厂，可设 48 V 或更低电压的操作电源系统。对远离发电厂主厂房的电气设施，如水源地、二级灰浆泵房、输煤系统等可采用专用的阀控密封式铅酸蓄电池或镍镉电池供电的直流系统，对不重要的辅助系统可用交流复式整流电源或电容储能的直流电源操作，也可采用交流操作。电厂中不重要的低压电动机，可以直接用交流操作，其操作电源取自本身的电动机回路。对大容量机组电厂的部分重要的不允许短时停电的交流设备，如热工仪表、调节设备及计算机和通信设备等，采用交流不停电电源装置 UPS 供电（见交流不停电电源）。

隔离开关操作的闭锁回路和远方操作的电动机回路，多用交流操作，也可由交流整流电源或由电厂蓄电池电源系统供电，进行直流操作。

供电回路 由操作电源系统母线向各用电设备供

电网络，是保证操作系统可靠性的重要环节。对重要系统或设备的断路器控制和保护电源需与信号电源分开。前者由控制电源小母线供电，后者由信号电源小母线供电。对不重要的断路器，上述两条电源小母线可以合并。对电磁操动机构合闸线圈和电动机操动机构的电动机回路，由合闸小母线供电。对隔离开关信号回路和发电机调速电动机等由信号小母线供电。

操作小母线的电源通常采用分区集中供电方式，供电电源可用双回以上馈线供电的网络。对分散设备，可采用辐射式供电，直接由直流屏或分配电屏引出电缆向设备供电。分配电屏由直流电源屏用双回馈线供电，装在靠近设备处。

保护、自动重合闸回路和断路器的控制回路根据需要可合并供电或分别供电。对断路器有双套跳合闸线圈及重要的保护和自动装置为双重化时，其控制电源也应双重化。此时可设两组控制小母线，分别由接于不同蓄电池组的两段母线的两条馈线供电。如只有一组蓄电池，也应用两根电缆从不同母线段上引接电源。

每条电源馈线和每个设备的操作回路均须设自动开关或熔断器保护设备，其额定电流按用电设备的工作电流选择，各级保护设备，其额定电流按用电设备的工作电流选择，各级保护设备之间需有选择性。同时，保护设备必须满足系统短路稳定要求。直流系统的短路电流按蓄电池组容量和馈线回路电阻值等有关数据进行计算。

(cèbùyí)

测厚仪 (thickness checking detector) 用于测定材料本身厚度或材料表面覆盖层厚度的仪器。有些构件在制造和检修时必须测量其厚度，以便了解材料的厚薄规格、各点均匀度和材料腐蚀、磨损程度；有时则要测定材料表面的覆盖层厚度，以保证产品质量和生产安全。根据测定原理的不同，常用测厚仪有超声、磁性、涡流、同位素等四种。

超声波测厚仪 超声波在各种介质中的声速是不同的，但在同一介质中声速是一常数。超声波在介质中传播遇到第二种介质时会被反射，测量超声波脉冲从发射至接收的间隔时间，即可将这间隔时间换算成厚度。在电力工业中应用最广的就是这类测厚仪。常用于测定锅炉锅筒、受热面管子、管道等的厚度，也用于校核工件结构尺寸等。这类测厚仪多是携带式的，体积与小型半导体收音机相近，厚度值的显示多是数字式的。对于钢材，最大测定厚度达 2000 mm 左右，精度在 $\pm 0.01 \sim \pm 0.1$ mm 之间。

磁性测厚仪 在测定各种导磁材料的磁阻时，测





定值会因其表面非导磁覆盖层厚度的不同而发生变化,利用这种变化即可测知覆盖层厚度值。常用于测定铁磁金属表面上的喷铝层、塑料层、电镀层、磷化层、油漆层等的厚度。

涡流测厚仪 当载有高频电流的探头线圈置于被测金属表面时,由于高频磁场的作用而使金属体内产生涡流,此涡流产生的磁场又反作用于探头线圈,使其阻抗发生变化,此变化量与探头线圈离金属表面的距离(即覆盖层的厚度)有关,因而根据探头线圈阻抗的变化可间接测量金属表面覆盖层的厚度。常用于测定铝材上的氧化膜或铝、铜表面上其他绝缘覆盖层的厚度。

同位素测厚仪 利用物质厚度不同对辐射的吸收与散射不同的原理,可以测定薄钢板、薄铜板、薄铝板、硅钢片、合金片等金属材料及橡胶片、塑料膜、纸张等的厚度。常用的同位素射线有 γ 射线、 β 射线等。

测量回路

测量回路 (measuring circuit) 为保证电气和机械设备安全经济运行而设置的用于监视各种运行参数的测量表计及电气接线。

测量回路可采用强电或弱电。强电测量回路,除交流380/220V或直流220V以下测量回路可以直接测量外,凡超过上述电压的测量回路均需设置电流互感器或电压互感器。交流测量表计接在电流和电压互感器的二次侧。电流互感器的二次额定电流为5A或1A;电压互感器的二次额定电压为100V或 $100/\sqrt{3}$ V。直流测量表计则通过分流器或直流互感器来取得电流。弱电测量回路,测量表计可以接在电流或电压互感器二次侧的变送器输出端,目前采用较多的是在互感器二次侧接变送器,如电压、电流、有功功率和无功功率变送器等,将测量表计接在变送器的输出端。变送器的输出参数有 $0\sim\pm 5$ V、 $0\sim+5$ V、 $0\sim\pm 5$ mA、 $0\sim+5$ mA或 $4\sim 20$ mA等。测量方法有常测和选测两种,对重要设备需经常监视的参数应设常测表计,其他设备则可设选测表计。

测量表计的配置 测量回路需根据设备的重要性及生产工艺运行监视的需要来配置测量表计。发电机需配置完整的表计,以保证发电机的安全经济运行,通常装设的表计有:定子回路电流表、电压表、有功功率表、无功功率表以及励磁回路电流表、电压表和自动电压调整器的输出表计等。电动机根据容量和重要性,装设电流表及有功功率表。输电线路装设电流表及有功和无功功率表。各级电压母线装设电压表和频率表等。为计量输出功率,电力回路通常装设有功电能表和无功电能表。

测量表计必须保证准确等级要求,装在控制屏上的监视仪表为1.5级及以上,装在变送器的二次表计为1.0级及以上。根据一次设备的重要性,一般用户的有功电度表为1.0~1.5级,无功电度表为2级。重要系统联络线及用户的计费电度表要求为0.5级。为保证表计的准确等级要求,其电流、电压互感器和变送器等的准确等级需高于测量表计的等级,如表计为0.7级,互感器和变送器要求为0.2级。

测量表计的接线 测量表计除交流380/220V或直流220V以下电压可以直接和设备的一次回路连接外,其余都接在电流和电压互感器二次侧,或经变送器接入。当电厂装有遥测装置和计算机监测装置时,为简化接线和减少互感器二次负载,测量表计和遥测装置、计算机可共用变送器。

表计的选型和布置 测量表计的外形有方形、槽形和矩形等,有多种尺寸可供选择。通常在控制屏和信号返回屏上宜布置较大尺寸的表计,在监视操作台上宜布置较小尺寸的表计。为便于观察,屏、台上的测量表计应与电气模拟接线一致,按纵向排列,将同一类型及功能相同的仪表布置在相对应的位置,或直接布置在电气模拟线上。

电厂采用分散控制系统(DCS)后,电气测量除保留极少数的常测表计外,大多数均经数据采集单元收集弱电信息后,由DCS处理,在CRT的主接线模拟线上或菜单采集在屏幕上显示,并有事故打印记录及越限报警等功能。测量表计的配置、接线和准确度要求和前述常规测量回路的要求相同。

层式燃烧

层式燃烧 (grate firing) 燃料置于金属栅格(即炉排或炉算)上,形成一定厚度燃料层所进行的燃烧方式,又称火床燃烧。进行层式燃烧的锅炉称层燃炉(或称火床炉)。层燃炉有固定火床和移动火床两类。移动火床又有把煤抛向移动炉排上的抛煤机炉;燃料层和炉排一起移动的链条炉;燃料层沿炉排移动的振动炉排炉和倾斜或水平推饲炉,其中以链条炉和抛煤机链条炉应用较广,容量也较大,其他多用于小容量锅炉。

固定火床上的燃烧过程如图1所示,新燃料加在正在燃烧的燃料层上,受到加热、干燥,放出挥发分,着火、燃烧。已燃的燃料逐渐下降、燃尽,成为灰渣。在不断从上方加燃料,不断清除灰渣的情况下,燃烧连续不断地进行。空气主要从炉排下方送入,通过灰渣层时受热预热,穿过上而己放出挥发分的炽热焦炭层时,起氧化作用,将焦炭中的固定碳基本燃尽、空气中的氧变成二氧化碳,这部分燃料层称氧化层;继而进入其上

的燃料层,部分被还原成一氧化碳,这部分燃料层称还原层。还原过程为吸热过程,气温有所降低。因此固定

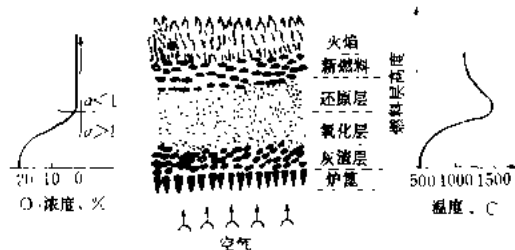


图1 燃料在固定火床上的层式燃烧

火床上的燃烧可分出预热干燥和挥发分析出、还原、氧化、灰渣等层。燃料放出的挥发物,一部分在层中燃烧,大部分上升至炉膛空间,还原区生成的CO也升至炉膛空间,与送入的二次风混合而燃尽。

移动火床的燃烧过程可以链条炉为代表。链条炉排上燃料层的燃烧过程是沿炉排长度方向分区分阶段进行的,不同区段的燃料层进行不同的燃烧阶段,具体见图2。

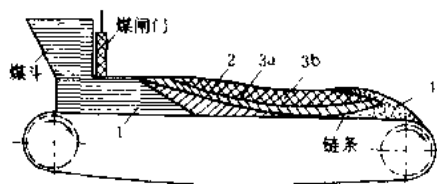


图2 链条炉排上煤层的燃烧

1 新燃料区; 2 析出挥发分区; 3a—炭燃烧氧化区; 3b—炭燃烧还原区; 4 燃尽区

表征层燃炉热负荷强度常用炉膛容积热负荷(见炉膛热力特性)和炉排面可见热负荷两种方式,后者是指炉排单位面积在单位时间内燃烧燃料所释放的热量,它表示燃烧的强烈程度: $q_R = \frac{BQ_{net,ar}}{R}$, kW/m², 式中 B 为进入炉子的燃料量, kg/s; R 为炉排有效面积, m²; $Q_{net,ar}$ 为燃料的低位发热量, kJ/kg。

层式燃烧的燃烧效率较低,锅炉设计效率一般为74%~84%;对煤种适应性差;锅炉容量受炉排面积所限,一般不超过65t/h。但层式燃烧运行操作较简单,不需复杂的制粉设备,辅机较简单,能耗低,造价低,运行中不会突然灭火,现仍广泛用于工业锅炉。

In you today's zhao

柴油发电站 (diesel-generator plant)

布置作为电厂交流保安电源用的柴油发电机组的厂房或场所。一般采用单独的建筑来布置柴油发电机组,也有将柴油发电机组布置于主厂房内或集中控制室底层

合适位置的。

作为交流保安电源的柴油发电机组,一般都选用快装式机组,其本身所需的辅助系统、设备和管道都组装在一个底座上,便于设备安装。一般只需从站外接入燃油和冷却水,以及从其自带的配电盘上接出电源。

发电机组自设高位油箱,利用高差向柴油发电机自流供油。高位油箱容量应满足系统要求柴油发电机运行时间内(一般在8h以内)的全部耗油量。柴油发电机依靠上机自带的蓄电池供电起动。也有利用压缩空气来起动的。

冷却水系统向柴油发电机油缸提供冷却用水,为闭式循环系统,系主机自带。

柴油发电机及高位油箱等均布置于室内,室内应有足够的检修场地,并设检修起吊设施。

为保证柴油发电机组在电厂急需时能确保快速起动并安全运行,柴油发电机组需定期试运(一般不超过一个月一次),所以柴油发电站在设计时除应满足防火、防爆等有关规定外,还需考虑措施降低其噪声,不使其试运时的噪声外泄。

changfang zhuangning

厂房照明 (illumination of plant buildings)

用人工照明的方法满足发电厂各车间生产维护人员正常工作和事故处理时视觉感官需要的设施。

照明设施的设计原则是安全、适用、经济、美观,使工作面上的照度符合规定标准值,避免眩光,并与建筑风格协调一致。

发电厂各车间的照明方式分为一般照明、局部照明和混合照明。照明种类有正常照明、事故照明和安全照明。

火电厂的正常照明电源一般可采用照明和动力共用变压器供电和单独的照明变压器供电两种方式。大容量电厂或动力电源采用中性点不接地系统时,照明电源多采用后一种。

事故照明多采用交流电源与直流蓄电池切换的方式供电。大容量发电厂并考虑在全厂交流电源中断时由自起动的柴油发电机组供电。

安全照明指检修时用的安全照明。

照明线路设计,由中央配电盘至照明配电箱之间采用三相四线制,照明配电箱至灯具一般采用单相供电,对数量较多的集中型灯具采用二相或三相供电,从配电箱接出的照明单相分支线引接的灯数一般不超过20盏,三相分支线路不超过60盏,每相的负荷电流不超过10A。

就地控制屏和测量仪表屏的屏顶需装设日光灯作一般工作照明,用白炽灯作事故照明。当用柴油发电机

作为事故照明电源时,可用日光灯。

汽机房照明方式一般采用顶部或侧面照明和顶部与侧面混合照明。汽机房顶部照明一般在屋架下弦,用集中配光的高压气体放电灯(如高压荧光汞灯、高压钠灯和金属卤化物灯等)和白炽灯组合的混光灯具或探照型灯具。侧面照明一般采用发光带,壁龛或单个灯具。在汽机房内重要地点需装设事故照明和局部照明。并设置可临时接用的 220/12 V 行灯变压器作为安全检修照明。汽机房零米层一般采用分区照明,即以壁灯加吊灯为主,个别处所加装局部照明。由于汽机房零米层、管道层、除氧器间等处气温较高,湿度较大,防火要求高,应视需要选择防爆型灯,密闭型或防水防尘型灯具。照明线路要用钢管保护。

锅炉房照明方式和配光要求与汽机房凝汽器间相同。但锅炉房中煤灰粉尘含量较大,需选用防尘防爆型灯具。露天锅炉房需选用防水防尘型灯具。磨煤机间一般采用壁灯的照明方式,要特别考虑煤尘的污染及黑体的吸光作用,灯具采用防尘型灯。磨煤机油泵小室应设安全灯或船用灯。在主要通道和出入口装设事故照明。锅炉本体照明一般布置在步道平台或步道栏杆上。炉顶照明导线需采用耐热绝缘导线并用钢管保护。

厂用配电装置采用一般照明和局部照明相结合的照明方式。

照明网络的接地型式,宜采用 TN-C-S 系统,即车间照明配电箱的电源线中,其中性线(N线)和保护地线(PE线)合并,而照明配电箱以后分支线中的中性线(N线)和保护地线(PE线)分开。也可采用 TT 系统即电源配电屏外壳和照明配电箱外壳分别就近接到接地网上。

chángjī zì dòng huà xìtǒng

厂级自动化系统 (automation system at plant level) 厂级生产过程自动化系统和厂级管理现代化系统的总称,包括厂级监控信息和管理信息系统,是电厂内机组级和辅助车间(系统)级自动化系统的上一级自动化系统。厂级自动化系统再向上就是电网调度自动化系统和网(省)公司管理信息系统。

厂级监控信息系统 主要任务是:为厂级生产人员(例如值长、总工、厂长和生技部门)提供实时信息及其处理后的信息,为实时监控(控)、调度和管理服务;通过远程发送单元,为中调和/或地区故障诊断中心服务;通过网络,为机组级和辅助车间(系统)级间共享信息,相互提供必要的信息服务;为厂级管理信息系统提供必要的实时信息及其处理后的信息,以便与终端人工输入的非实时信息一起完成厂级管理信息系统的任务。

厂级监控信息系统的主要内容有:①实时信息监控,供值长、调度中心和厂级生产领导用,供机组和辅助车间级间信息共享;②厂级故障诊断和分析,例如,汽机等大型旋转机械振动和分析系统,辅机状态分析系统等;③厂级性能计算和分析,为实现操作指导和厂级安全、经济负荷调度提供信息。

厂级监控信息系统的信息源主要来源于厂内机组级和辅助车间(辅助系统)级自动化系统的实时信息,因此,它与厂内各种自动化系统关系十分密切,信息流方向十分复杂,还可能是双向的。

厂级管理信息系统 主要任务是为厂级生产和行政的管理服务。

厂级管理信息系统的内容有:①实时仿真和培训系统;②设备和维修管理;③经营管理;④生产技术管理;⑤工程管理;⑥人力资源管理;⑦办公自动化;⑧财务管理;⑨物业管理;⑩形象管理,等等。

厂级管理信息系统的信息包括实时信息和非实时信息(通过终端人工输入),与实时系统的信息流是单向的。

厂级自动化系统由一个厂级计算机网络构成,它通常包括服务器、计算机、客户终端以及通信网络等部分。

厂级自动化系统中的厂级监控信息系统和厂级管理信息系统可以配置在一个计算机网络中,以共享资源、节省投资;这两个系统也可分别设置网络,其间用网桥联接起来,这样做,投资较高,但可靠性高,响应速度快,系统组织也较方便。采用哪种方案,要根据计算机网络技术发展以及电厂和系统功能大小等实际情况确定。

chángné chūméi shèshī

厂内储煤设施 (in-plant coal storage facilities)

火力发电厂用于完成煤炭储存、输送、堆取、混匀等功能的储存设施和机械设施。

储存设施 火电厂储存煤炭的场所或建(构)筑物。通常有露天储煤场、干煤棚和圆筒仓三种,要根据运输方式和运距、气象条件、发电厂容量及其在电力系统中的作用来决定其型式和容量。

储煤场 火电厂最常用的储煤方式。其容量根据以下因素决定。

经过国家干线或由水路来煤的发电厂,储煤场容量不小于全厂 15~20 天的耗煤量。不经国家干线或采用带式输送机直接来煤的电厂,储煤场容量不小于全厂 5 天耗煤量。

储煤场宜分成常用煤堆和备用煤堆,同种煤毗连存放;常用煤堆可取全厂 7~10 天耗煤量,备用煤堆需



考虑压实和翻煤的手段。

干煤棚 多雨地区的火电厂为保证安全运行用来储存干煤的建筑物。在中小型电厂配备推煤机或桥式抓煤机进行堆取煤作业。大型火电厂多结合斗轮堆取料机设置大跨度拱棚储存干煤。干煤棚的设置应根据煤的物理性能、煤场机械型式、制粉系统要求及地区降雨量而定。

圆筒仓 圆筒仓作为湿煤、缓冲和储干煤设施,按其排料口型式不同可分重力式、长缝式和环缝式,筒径有9、12、15、18、20 m等,其容积根据不同高径比而异。在厂区面积受到限制和环境保护要求较高的地区,采用圆筒仓代替露天煤场,可以减少煤场占地面积和避免对环境造成污染。但其造价高,经济性较差,故多作为湿煤和缓冲设施之用。使用时需注意取用周期,避免造成堵仓现象。

机械设备 用于煤场作业的主要机械设备有带式输送机、门式和桥式抓斗起重机、推煤机、斗轮堆取料机。

带式输送机 在小型火电厂,带式输送机可借助高架栈桥向煤场连续堆煤;在大中型火电厂主要配合装、卸桥、斗轮堆取料机等设备转运储存煤炭。

门式抓斗起重机 由于其作业范围有限,实际应用较少,而普遍采用在其基础上发展生产的装卸桥。装卸桥具有大跨度(40 m以上)、双悬臂,能兼作卸车、上煤、堆取等综合作业。只是受被卸车皮的尺寸限制,抓斗容积一般小于 3 m^3 而不能加大。工作时以小车运行为主。在设备刚性腿的任一侧,可根据需要配设高(低)位卸煤栈台,承担卸车和上煤作业。鉴于堆煤高度大,雨天便可从煤堆底部抓取干煤供锅炉燃烧而不需设干煤棚。

桥式抓斗起重机 多用于小型火电厂,其特点是在构架梁支撑的行走轨道范围内进行卸车和上煤作业,工作时大车和小车同时运行。可露天或室内布置,在多雨地区还可与干煤棚合并设置。

推煤机 可通过低位煤斗或缝式煤槽向系统上煤。是小型火电厂的主要煤场机械。在大中型火电厂中,可配合斗轮堆取料机进行辅助作业和整理煤场之用。

斗轮堆取料机 大中型火力发电厂连续均匀作业的专用煤场机械,出力大,堆煤高度大(约12 m),并能调量和分层堆放,故可兼作湿煤设施。按其功能划分有:堆取合一、堆取分开和混匀取料三大类。按其结构划分有:悬臂斗轮堆取料机、门型滚轮堆取料机、圆形煤场斗轮堆取料机和悬臂堆料机、悬臂斗轮取料机、桥式混匀取料机等。其特点为工作效率高、使用寿命长、土建工程量小。80年代以来被广泛使用。各机型使用

和布置特点下:

(1)悬臂斗轮堆取料机由门座、行走机构、回转机构、变幅悬臂、斗轮和尾车组成。主要依靠悬臂带式输送机和设置在臂架端头的旋转斗轮进行堆取料作业。根据煤场布置的需要,又可分为堆煤和取煤运输方向相同的通过式、堆煤和取煤运输方向相反的折返式和既能通过又能折返的全功能式。三种型式主要区别于尾车的不同结构。以通过式布置为最简单,全功能布置尾车最长,对煤场利用不经济。

(2)门型滚轮堆取料机由门型架、滚轮活动梁、升降机构、堆煤和受煤皮带组成。整机横跨煤场沿纵向轨道行走,通过位于门架上部的移动带式输送机堆煤,滚轮随活动梁升降沿煤堆横向移动取煤,堆煤高度10 m左右,堆取能力 1500 t/h 。堆取料作业在跨度范围内进行,可以避免煤堆出现不能回取的死角。现中国普遍使用的门型机跨度为50 m,煤场布置受到其宽度限制。

(3)环形煤场斗轮堆取料机由可回转的斗轮堆料机和取料机组成,堆取料机均围绕同一中心柱在圆形轨道上行走,通过高架栈桥上的移动带式输送机将煤堆成环形状煤堆;斗轮取料机取回的煤经环形煤场中心煤斗出口的带式输送机运往锅炉房。

(4)悬臂堆料机和悬臂取料机结构型式与悬臂斗轮堆取料机基本相同,为适应不同的使用功能,而将堆取机构分别设置成单体设备。由于此类设备功能单一,结构就相对简单。其出力可达 5000 t/h 甚至更大,多用于港口、码头,在火力发电厂,堆料机多与混匀取料机配合使用,取料机多用于汽车煤场完成取煤作业。

(5)桥型混匀取料机由桥架、滚轮、受料胶带和料耙组成。桥架横跨煤场沿轨道行走,取料滚轮沿与横梁平行布置的带式输送机长度方向移动,将取回的煤转运在输送带上;混匀功能主要靠配带在机体上的料耙实现,即高于煤堆的料耙将分层堆放的不同煤种从上至下耙匀混合后供滚轮挖斗回取。其跨度有42、50、60 m等,多用于燃烧混合煤种的火电厂。

chunghuier shumer sheshi

厂内输煤设施 (in-plant coal conveying facilities)

依靠输送带或其它牵引件在行进中连续运送煤炭的机械设备及建(构)筑物。火力发电厂输煤系统常用的输送设备有:带式输送机、斗式提升机、铸石刮板输送机、埋刮板输送机及气垫带式输送机等。

带式输送机 由金属构架、托辊、传动滚筒、拉紧装置及输送带组成,是燃煤电厂的主要输送设备。固定安装在栈桥基础上的称固定带式输送机;机架下装有车轮可以沿轨道或地面移动进行作业的为移动带式输送机。带式输送机可以在水平或在与水平面成 16° 以下

的倾斜角度下运行。若在胶带承载面上加设防滑装置,其最大倾角可达 30° 。固定带式输送机的输送距离可以从几米到数公里之远。可直接安装在钢筋混凝土基础上或封闭的钢结构栈桥内,如为露天布置时,需在胶带上方装设轻型罩壳遮蔽风雨。

带式输送机一般只能作直线运输,在需要改变方向时,必须用另一台输送机接力转向,并在两台输送机交接处设转运站。

国外制造厂在带式输送机基础上发展一种筒式输送机,即利用托辊将胶带由槽形卷成圆筒,在输煤过程中无泄漏,密封好,可转弯,爬升角度可达 27° ,布置灵活,在夏威夷巴拍角(Barbers Point)电厂中运行良好,其单路皮带长度达2.6 km。

带式输送机常用的胶带:织物芯带、尼龙芯带、聚酯带和钢绳芯带等,可根据拉力大小和煤质不同选用。

斗式提升机 由驱动装置、机壳、牵引件(链条或皮带)和若干料斗组成。料斗随牵引件运动,将煤提升至一定高度后抛卸。多用于场地受到限制的小型火力发电厂,替代带式输送机将燃煤运往锅炉房原煤斗,该设备结构简单、安装方便、占地面积小。

铸石刮板输送机 由驱动装置、链条刮板和槽箱组成。槽箱内壁和底板衬砌铸石,驱动链条带动刮板将煤从槽箱刮出。其主要特点是进出料口可根据需要在槽箱任一位置选定,耐磨和密封性好,但检修不方便。

埋刮板输送机 在密闭的机壳内,借助埋于煤中的运动着的链条刮板与煤的摩擦,将煤连续输出,布置型式有水平、倾斜、“L”型和“Z”型。布置灵活但出力小,适用于大中型火电厂原煤斗出口作给煤机使用和小型火电厂输煤系统代替带式输送机使用。

气垫带式输送机 由气箱、盘槽、风机、下托辊、驱动滚筒及胶带组成。重载分支的胶带在盘槽上的由“气垫层”代替托辊支承,变滚动摩擦为流体摩擦。其主要特点为运行阻力小,在输送量和工艺条件相同的情况下,功率消耗比普通托辊输送机减少 $20\%\sim 25\%$ 左右。气垫输送机的布置型式、倾角和安装基础均与普通托辊输送机相同。

中国从80年代开始研制气垫带式输送机,并相继在一些中小型电厂投入生产使用,效果较好。但带宽为1000 mm以上的大规格气垫带式输送机,由于气箱密封性能及节流孔布置等方面的问题,尚未得到推广使用。

· Linghui tongxin xitong

厂内通信系统 (in-plant communication system)

火力发电厂内利用电话或电信信号传输信

息和下达生产管理、调度、检修指令的通信设施。

火电厂的电话交换机从人工交换机开始,经过了步进制、纵横制、空分程控电话交换机等阶段,发展至今的数字程控交换机。随着火电厂自动化程度的提高和综合数据信息交换技术的发展,从20世纪80年代开始,中国大型火电厂根据生产需要已逐步推广数字程控交换机、调度机和计算机通信。

厂内通信网把交换设备、传输设备和用户设备综合构成最经济有效的通信网,包括交换机的选型、容量优化、损耗分配、呼损分配、路由规划、编号制度、信令方式、发展规划以及由模拟网向数字网过渡的方式为便于组网,特别注意信令方式的统一,并涉及交换局之间的信令协调配合。

火电厂通常采用数字程控交换机进行厂内生产管理通信。对外可以通过本地电话局通信网、电力系统专用通信网以及本地有关交换通信网进行通信。用调度总机进行电厂生产调度通信。用交换指令扩音机对输煤系统和全厂噪声大的场所进行生产指挥通信。用无线电移动通信可以兼作上述各类通信的辅助通信措施和检修通信。用数字录音系统时刻记录全厂生产调度指挥运行的情况。用GPS全球定位定时系统提供全厂的基准时钟系统。

生产管理通信 厂内通信用户分布在厂区以内,故厂内行政通信可兼作生产上的辅助通信之用。对外则通过中继线或直用户线与当地电话局、铁路、煤矿以及电力系统中的有关调度部门进行通信联系。通过接口设备可以组成地区交换网或电力系统通信专用网。当厂内通信采用数字程控交换机时,还可以大幅度地提高用户、话务台的组网能力。它不仅用于电话交换,还可以与计算机、传真机、数据终端、INTERNET网、MIS网连网,组成全厂综合数字通信交换网。

生产调度通信 供电厂控制室及各生产车间之间进行运行调度通信之用,要求迅速、可靠,其终端设备分别布置于主厂房、辅助厂房、各控制室和重要办公室内。

电厂调度分为两级,即值长对全厂进行调度,各单元控制室负责对单元系统进行调度。调度总机应具备分组性能,每个单元控制室可设各自的调度台,值长室设一个总的调度台。

一般的调度总机可用于进行通话、发出指令、召开会议和进行事故时通话录音。总机与调度台多是分别设置的。调度台数量根据需要可设定为单调度台、双调度台或多调度台。通话方式一般为一对一方式(调度员—用户)。电路分直用户电路和中继用户电路,主机电路是数字程控调度机。

播叫/会议交换扩音调度机 播叫/会议多功能机

是一种有专门播叫功能的交换调度扩音机,用于电厂发生异常情况时发出呼叫、紧急通知、统一指令或事故报警信号等。可进行分区呼叫或全厂呼叫,各通道互不干扰。其终端设备由用户站和扬声器组成,在设计及设备选型时需注意扬声器和放大器之间的阻抗匹配、抗噪声、音响效果和网络分区等问题。

无线电移动通信 利用无线电传输技术对处于运动中的通话方进行通信联系。在电厂中作为生产检修通信用,并作为生产管理、调度通信的辅助手段。无线电移动通信设备有寻呼机、专用对讲机、单频组网话机、双频组网话机和音频按钮选号话机等。

无线电移动通信一般选用 800 MHz 集群或甚高频和特高频,以电磁波方式传播。接收机的输入功率常以平均接受功率为标准,设计时要考虑储备电源容量。电台多用调频制,具有较好的抗噪声性能,调频机的频道距离规定为 25 kHz,中频带宽为 16 kHz,音频带 2.7 kHz,最大频差为 ± 5 kHz。通信方式可分为单向、双向和三向;通话方式可分为单工、半双工和双工等。

大型火电厂可采用无线电自动拨号通信方式,这样除无线电移动台或固定台互相之间可进行自动拨号通信外,无线电话与有线电话之间也可进行自动拨号通信,以扩大厂内通信组网范围。

数字录音 数字录音系统时刻记录各级调度所通过调度电话机对本厂的生产调度命令及全厂各级调度员通过调度电话机发布的生产指挥命令,是生产管理必须的辅助手段。

基准时钟 基准时钟是用 GPS 全球定位定时系统为全厂提供准确的时钟系统,并为全厂的保护、远动、能量计费 and 控制系统提供统一准确的基准时间。

hangqu zhaoming

厂区照明 (illumination of power plant out-lying area) 发电厂厂区范围内,向主厂房及建筑物以外的设备、构筑物、通道、道路等提供所需照明的设施。

屋外配电装置需要随时检查设备的运行状况和进行调度操作,故要求照度均匀,无阴影,安全可靠。根据配电装置电压等级和建设规模,选用投光灯或普通照明器照明。在 220~500 kV 电压的配电装置中,多采用投光灯和普通照明器相结合的混合照明。在采用投光灯照明时,要考虑对角线照明以消除阴影。投光灯照明杆塔的高度要高出配电构架 10 m 以上。变压器区域的照明可尽量利用投光灯,也可以在变压器构架上安装普通照明器。在 110 kV 或 35 kV 屋外配电装置中,当进出线回路不多时,可采用普通照明器照明。屋外配电装置使用的投光灯照明器宜选用高压水银荧光

灯。在配电构架上安装的普通型照明器宜选用搪瓷罩灯倾斜安装,以便上半球有光通分布,或采用球形灯具。屋外配电装置一般不设事故照明。

烟囱需设标志灯,即航空障碍灯,视烟囱高度装设单层或多层,每层不少于四盏。

储煤场一般采用独立的投光灯塔照明。在移动式的煤场机械,如装卸桥和堆取料机的大梁上装设高压钠灯、煤场不设事故照明。

露天油库不宜采用投光灯照明,一般采用路灯照明。路灯杆设在油库围墙附近,要符合安全距离的要求。为防止火灾,不允许在油罐上装设照明器或敷设照明线路。

对电厂进厂大门的主要道路采用沿道路的单列式或双列式照明灯柱。其他非主要道路采用一般路灯杆。在道路照明设计中要考虑防止出现失能眩光。

道路和厂前区、停车场等广场照明器的安装高度一般不小于 5.5 m。

changqu zongbuzhi

厂区总布置 (general layout of fossil-fired power plant)

根据火力发电厂厂区的自然条件 and 生产工艺要求,统一规划厂区内地上、地下的建、构筑物和各种设施,塑造完整的建筑群体的设计工作。厂区总布置由总平面布置、场地竖向设计、管线综合布置、交通运输和厂区绿化等部分组成。厂区总布置设计应结合建厂条件和工程特点,做到合理紧凑、节约用地、利于生产、方便施工、减少场地开拓和处理的工程量,降低工程造价,缩短建设周期,具有先进的技术经济指标,满足长期安全、经济运行的要求。

厂区总布置根据全厂总体规划进行。电厂生产区内的主要生产建筑物包括:主厂房,电气升压站,燃料输送和卸储设施,供水设施,水处理设施,燃煤电厂的灰渣输送和储存设施以及消防水泵房等。有些电厂的循环水泵房、铁路转运站、灰场等布置在厂区围墙以外,应在全厂总体规划图上予以表示。辅助厂房和构筑物以及附属建筑物,如修配车间、起动机房、油处理室和油库、氢气站、试验室和材料室、办公楼等行政管理设施,可以结合厂区总布置的特点,力求简化数量并采用联合建筑。

设计基本原则 主要有:①统筹布置各项建、构筑物,远近结合,留有扩建余地;②根据生产流程的需要,使生产作业和交通运输路径顺畅;③满足环境保护法规对电厂排放废气、废水、废渣和噪声控制标准的要求;④根据风向的频率、风速和污染系数,合理布置,防止与邻近工业企业相互影响;⑤严格执行各种防火规范,以防止火灾和爆炸等意外事故的发生、蔓延和扩

大;④根据地形和地质条件,确定厂区建筑、构筑物的方位和布置方式,合理利用场地,减少占地面积,降低土石方工程量;主要建、构筑物应布置在工程地质相对稳定的地段,以减少地基处理和基础工程的投资。

建、构筑物的布置通常以主厂房为中心,综合考虑各工艺系统设施的特点及它们相互间的紧密配合与协调。

主厂房 发电厂最主要的生产建筑物,要求布置在厂区建筑的中心地带。中国燃煤电厂多采用升压站

主厂房一煤场的顺序排列,称为“三列式”布置。当地形和场地受限制时,可采用“二列式”或“一列式”布置,即以主厂房为主轴线,升压站及储煤场布置在主厂房纵向侧或其它适当的位置。汽机房尽可能接近供排水设施,以缩短进排水管道长度,并尽可能降低供水扬程。相关的煤场、油库、气罐、灰渣储存等设施的布置须和锅炉房保持适当的安全距离。升压站一般布置在汽机房外侧。

电气设施 厂区的电气设施主要包括:升压站、升压变压器、控制系统、继电器室。

(1)升压站(亦称高压配电装置或开关站)的位置须考虑进出线的顺捷。当有两种电压等级(如220、500 kV)的配电装置时,较高级电压(如500 kV)应布置在扩建方向。升压站多数布置在汽机房外侧,并留有足够的出线走廊供本期和扩建时架设线路使用。升压站也可用高压线或电缆由升压变压器引接并布置在厂区内或厂区外的适当地位。升压站应布置在散发有害气体、粉尘和冷却塔水雾等设施最小频率风向的下风侧,在重污染地区或沿海受盐雾影响地区,应采用屋内式布置或采用全封闭式组合电器设备。

(2)升压变压器均布置在汽机房外侧,低压端与汽轮发电机以封闭母线连接,高压端采用架空线接到升压站。厂用高压起动/备用变压器一般与升压变压器相邻布置。

(3)按控制系统的功能划分,主控制建筑有三种型式,全部电气控制集中的中央控制室,多布置在与升压站相邻地区的主控制楼内,可与主厂房以天桥联接。全部电气控制与汽轮机、锅炉的控制集中在一起的单元控制室,布置在主厂房范围内。集中控制各级电压出线的网络控制室,布置在与升压站相邻地区。现代大型电厂多采用单元控制室的型式,必要时在升压站附近设置综合电气楼,主要设置通信设施、检修设施和电气班组办公室,也可以与升压站的继电器室合并。

燃料设施 根据锅炉燃烧采用煤、油、气等不同燃料,完善其运卸、储存和进炉三个环节的布置。用油或气作燃料时特别要注意防火措施。燃煤系统的布置主要有下列要求:①按照外部运输方式(铁路、船舶、汽

车、输煤皮带或非单一的运输方式),选择引入和输送顺捷的路径,力求缩短输送距离,减少转运环节,降低提升高度;②储煤场一般布置在烟囱的外侧;采用船运时,宜布置在主厂房固定端一侧并靠近码头;露天布置宜在厂区主要建、构筑物全年最小频率风向的上风侧,以免煤尘飞扬的影响。储煤场应按照规划容量作统一布置;③因地制宜地选择输煤栈桥引入主厂房的位置,进煤仓间的输煤栈桥一般从锅炉房固定端接入;当扩建机组明确,为缩短栈桥长度,减少皮带宽度,也可从扩建端进入。

供水设施 电厂供水一般有直流供水和循环供水两种类型。

直流供水的水泵房多布置于河床稳定的岸边;有可能时采用渠道引水到汽机房附近的泵房;当河流落差较大时,也可能两级水泵房引水。水泵房和引水管应按规划容量一次建成,泵和高压管道可分期建设,循环水排水多经排水沟排入河流引水流程的下游侧;当要求防止温水污染时,需采取降低排水温度的措施。

循环供水多采用机力或自然通风冷却塔进行冷却,有条件时也可以利用大面积水面冷却方式,冷却塔体形高大,蒸发水雾对周围环境产生不良影响,应与升压站和其它电气设施保持一定距离并处于有利风向位置,工程初期冷却塔不宜布置在扩建端。冷却塔到汽机房的进水和排水沟应尽可能短捷。

水处理设施 在厂布置的水处理设施有化学水处理室、循环水补充水和生活消防水泵房、各种废水处理站。其他水处理设施,如凝结水处理装置、给水加药处理装置、锅炉酸洗和空气预热器水冲洗装置等均布置在主厂房内或其附近。化学水处理室和各种水箱是为了供给锅炉补给水而设置的,多布置在主厂房邻近,以减少管线长度,并留有扩建余地。循环水补充水和生活消防水泵房等应尽量联合布置。

各种废水,包括化学废水、工业废水、含油污水、生活污水等,可分散处理或集中处理,使达到排放标准。分散处理时须将设备布置在有关建筑物附近,集中处理时因各种水池面积较大,须将设备布置在厂区内接近污水源及较宽敞的地位。燃煤电厂的含煤废水多在储煤场邻近设置处理设备以利对所携带煤粉的回收。

灰渣处理设施 燃煤锅炉的炉底渣、除尘器的细灰、中速磨煤机的石子煤、以及省煤器和空气预热器的积灰均需集中处理后运到储灰场或综合利用车间;灰渣输送方式有水力输送、气力输送和机械输送三种。在锅炉房后部或其附近设置的设施有:水力输送的灰渣泵房和灰水池;气力输送的灰库和风机室;机械输送的渣斗、灰斗等。储灰场或综合利用车间多布置在厂区内

外。当电厂设有烟气脱硫、脱硝装置时,还需设置相关的设施。

辅助厂房和附属建筑物 为电厂生产服务的各种试验室、维修间、材料库等,按功能分区布置在邻近电厂入口的地段,也可合并布置在电厂的生产试验楼内,或合并于类同的建筑物内。

厂前区建筑 中国大型电厂以往多设置厂前区,用来布置行政办公楼、食堂、单身宿舍、值班休息室、汽车库、医务室等行政管理和生活福利设施。新设计的电厂已大大减少厂前区建筑,也可不专设厂前区。厂前区宜布置在厂区主要出入口附近,并连接进入厂区的大门。建筑物的布置应考虑日照方位和风向,并宜组合多层建筑。厂前区的道路两侧和建筑物的周围,宜重点进行绿化、美化,可适当布置花圃、草坪及观赏性植物。

交通运输 按照全厂总体规划确定的电厂常年需用的燃料、物料运输量和运输方式,并考虑电厂施工期的物料运输,作合理的交通运输布置,以满足入流和车

流的需要。厂区总布置中的交通运输方式有铁路、水路和道路三种布置。①当燃料由铁路运入电厂时,施工期的大件和物料的运输可视条件敷设施工铁路通向安装场地。②当燃料由水路运入电厂时,电厂设置煤码头。施工期的大件亦可另行设置大件码头。③厂区道路分车行道和人行道两类,主厂房和储煤(油)区应设环形道路。

总布置程序 在可行性研究阶段,按每个厂址分别提出厂区总布置图,对用地、用水、交通运输、环境保护须取得有关部门的原则协议。初步设计阶段,在取得有关协议基础上,提出总平面布置图和厂区征地与租用地图。在施工图设计阶段提出绘制有坐标和标高的总平面布置图和地下管线布置图、场地竖向设计图和土石方开挖图等。施工部门在竣工后提交竣工总平面布置的各项有关图纸,供编制竣工图,成为电厂的重要档案资料。

作为示例给出了山东邹县电厂总平面布置图(图1)。

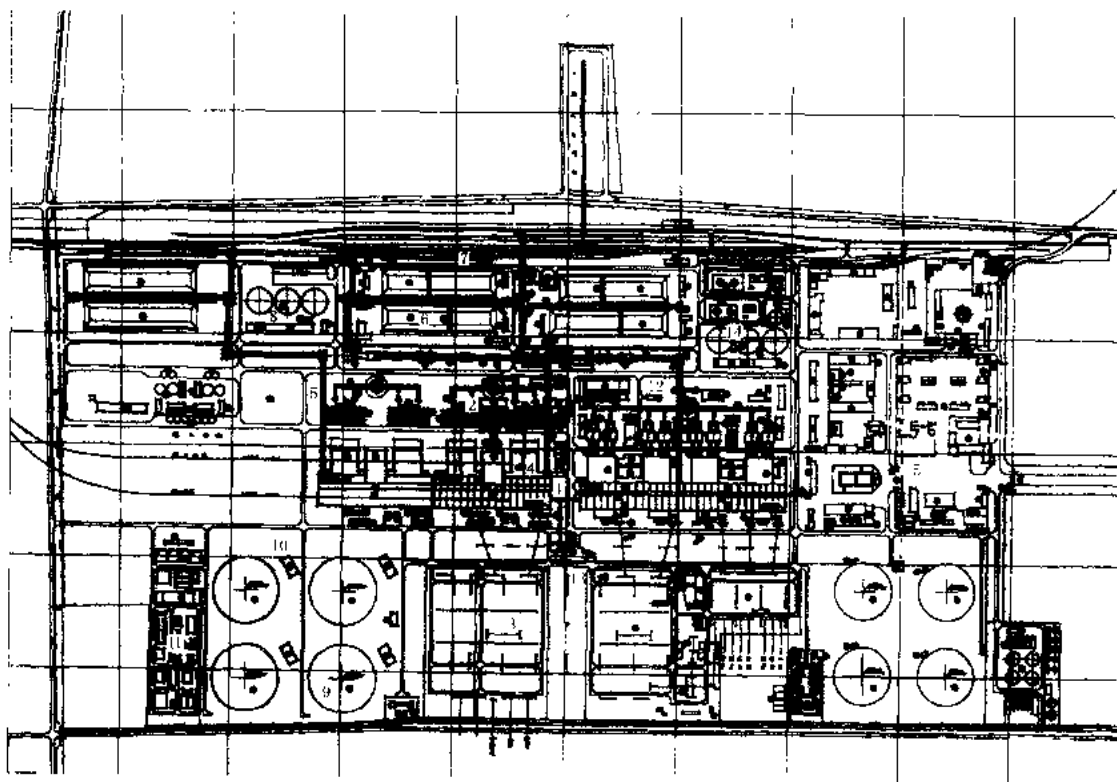


图1 邹县电厂总平面布置图

(容量: $4 \times 300 \text{ MW} + 2 \times 600 \text{ MW}$)

1—主厂房; 2—炉后设施; 3—升压站; 4—控制楼; 5—输煤设施; 6—煤场; 7—卸煤设施; 8—除灰设施; 9—冷却塔; 10—循环水泵房; 11—污水处理设施; 12—化学水处理设施; 13—生产试验楼; 14—燃料油库; 15—厂前区

图2为某电厂(规划容量 $6 \times 600 \text{ MW}$ 、一期工程建设规模为 $2 \times 600 \text{ MW}$)初设阶段的总平面布置图,这代表一种新的设计思路。主要特点为:①按机组为单

元,配置集控室、继电器室和灰渣系统等;②将锅炉补给水处理室、循环水预处理室、废水处理室等联合组成集中化学水处理总站,污水处理站内的诸多小单体建

筑合并布置；③大量简化辅助厂房和附属建筑物的布置，摒弃单独的厂前区，仅在厂区主出入口附近设置必要的夜班人员休息室和运行食堂；④考虑环境保护的

要求，在烟囱外侧预留了脱硫装置区；⑤节约厂区用地效果显著（一期工程单位容量用地面积为 $0.383 \text{ m}^2/\text{kW}$ ），降低了工程造价。

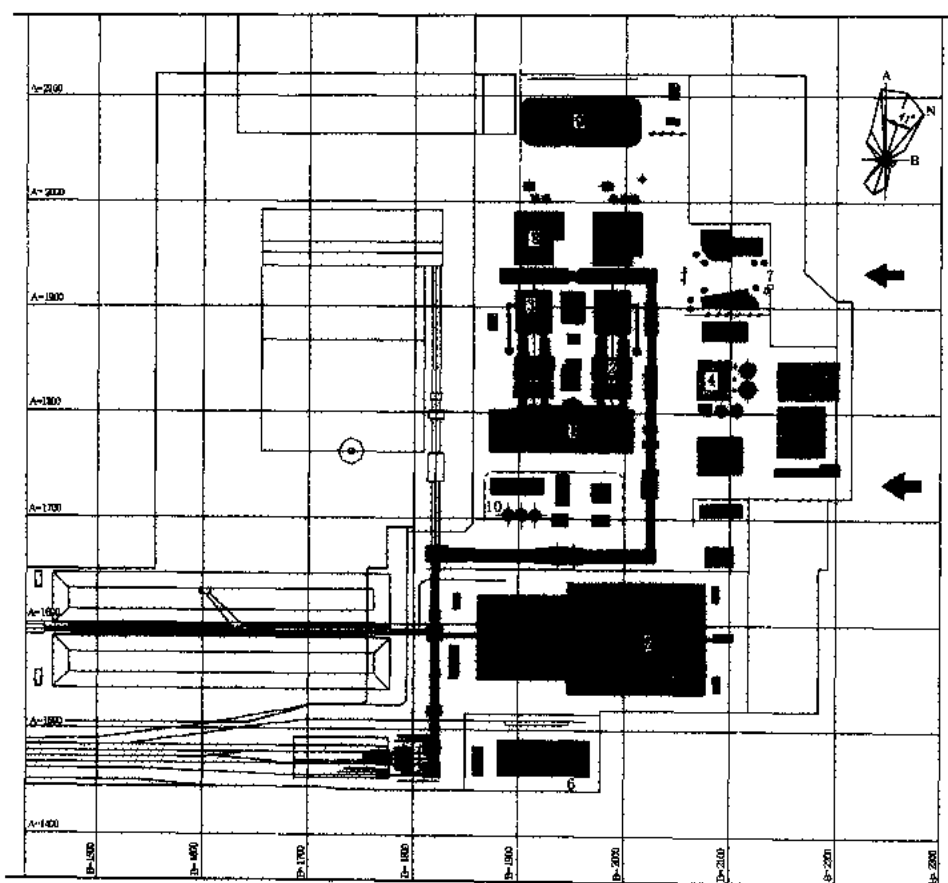


图2 总平面布置示例

1—脱硫装置区；2—炉后设施；3—锅炉；4—水处理设施；5—煤场和干煤棚；6—油库；
7—厂前区；8—汽轮机房；9—升压站；10—灰渣处理设施

燃气轮机和燃气-蒸汽联合循环机组的火电厂，其总布置有部分特殊考虑，见燃气轮机发电厂设计。

changwai shuhu xitong

厂外输灰系统 (off-plant ash transportation system) 从除灰系统的厂内储存转运设施将灰渣运输至厂外灰渣场的运输设施。厂外输送灰渣通常采用管道水力输送、运输机械输送、车辆运输以及船舶运输等方式，设计时根据厂内除灰方式、灰渣运输量、至灰场的运输距离和路线以及外部运输条件等因素确定。

管道水力送灰 主要采用离心式灰渣泵。当输送距离远，提升高度大，一级泵的压头不能满足要求时，可采用多级离心泵串联。如厂内已制备高浓度灰浆，则可采用柱塞式灰浆泵输送。

离心式灰渣泵结构上的共同特点是：泵的壳体内设防磨护套；过流部件采用耐磨性能好的合金铸铁或衬以橡胶，以及设有轴封装置等。轴封的型式有填料密封和副叶轮密封两种，采用填料密封时需注入轴封水，其水压一般要求高出灰渣泵出口压力 $200 \sim 300 \text{ kPa}$ ，水量为灰渣泵额定流量的 $3\% \sim 5\%$ 。中国生产的离心灰渣泵已有完整的系列产品，单级扬程可达 0.9 MPa ，过流部件的使用寿命可达 3000 h 以上，并能多级串联使用。设计时灰渣浆泵一般设 3 台，其中 1 台运行、1 台运行备用、1 台检修备用；灰浆泵则设 2 台，1 台运行，1 台备用。

柱塞式灰浆泵的结构特点是利用缸内的柱塞往复运动，交替将浆体吸入、压出，为减少其运行中出口压力和流量周期性波动，要求在泵的进出口管上装设缓冲装置，该泵可用于输送粒径不大于 1 mm 、重量浓度

不大于 40 % 的灰浆。柱塞式灰浆泵已有系列产品,单台流量可达 $180\text{m}^3/\text{h}$,出口压力可达 8MPa ,可并联运行,以适应更大流量远距离输送高浓度灰浆的要求。常用的柱塞式灰浆泵多为三柱塞和五柱塞泵,并配置专用轴封冲洗水泵,供灰浆泵的柱塞密封用水,以保证灰浆不进入柱塞部分。

水力输送管多采用厚壁无缝钢管。管道壁厚:输渣管道不小于 10mm ;输灰管道不小于 7mm 。如以海水为输送介质时,采用铸石内衬复合钢管或衬胶复合钢管。为防止灰渣在管道内沉积和减少对管壁的磨损,灰渣浆在管道内应保持一定的流速,中国一般采用灰浆 $1.0\sim 1.2\text{m/s}$,灰渣浆 $1.6\sim 1.8\text{m/s}$,渣浆 $1.8\sim 2.0\text{m/s}$ (工业发达国家采用 $2.8\sim 3.0\text{m/s}$)。输送灰渣浆的管道一般采用地面敷设,除运行管道外尚须设置备用管道。

机械送灰 通常采用带式输送机输送灰渣。其优点是:运输量大,运行费用低,维护工作量小,但受地形、地貌等条件的限制,一般适用于平直、较短距离定点输送。为配合下灰碾压储灰场的作业,在带式输送机的终端站须配置转运播散设施。

车辆运灰 利用车辆运输灰渣的除灰方式。运输灰渣的车辆多采用轨道敞车或自卸汽车。汽车运输有较大的灵活性,坡度适应能力大,运行简便等优点,得到了较为广泛的采用。对于采用干式碾磨排灰的火力发电厂,常把汽车作为主要的除灰运输工具。用于运输灰渣的汽车,当装运湿灰渣时,可选用大容量的自卸式汽车,灰渣中的含水率一般控制在 $15\%\sim 25\%$ 范围内;当装运干灰时,应选用密封罐式自卸汽车。

船舶运灰 具备水运条件的火电厂也可采用船舶运输。船舶运输的优点是:运输量大、运营费用低。船舶运输灰渣一般采用驳船装运、拖轮牵引的组合方式。对拖轮要求牵引力大,具有良好的操作性能;对于驳船则要求船型简单,坚固耐用,装载量大。供船舶停靠和装卸灰渣用的码头,要求设在水位变化幅度小、水域宽阔、有足够水深、船舶停靠安全方便以及河床稳定的河段上,并宜设置顺岸式码头。

厂用低压开关柜

厂用低压开关柜 (low voltage switchgear cubicles for station auxiliaries) 用于低压厂用系统作为受电和配电设备,并为低压辅助设备提供控制、测量、保护和信号等的成套配电装置。

低压厂用开关柜可分为动力中心柜(PC)和电动机控制中心柜(MCC)两种。动力中心柜直接受电厂用低压变压器,短路电流较大,采用框架式自动空气断路器,供容量较大的电动机和负荷以及MCC的配

电馈线用。电动机控制中心柜受电于动力中心配电馈线,短路电流较动力中心小,其回路直接供电给容量较小的电动机和其他负荷,其回路电器元件可按所供负荷的要求进行配置,保护电器可采用热磁式塑壳断路器作配电馈线,或采用熔断器加热继电器,其操作电器可采用接触器或起动器。

厂用低压开关柜结构上分固定式和抽屉式两种。抽屉式动力中心柜又称为金属铠装式开关柜,柜体结构和每台开关柜的馈线数量随制造商采用的断路器型式和规格而异,多则可容纳 $3\sim 4$ 个馈线回路,少则为 $1\sim 2$ 个馈线回路。固定式和抽屉式电动机控制中心柜的品种更多,一般都是模数化的结构,可按具体工程的技术要求而组合配置。

框架式自动空气断路器的脱扣器应具有如下性能:电源进线和母线联络断路器应具有长延时和短延时性能;电动机馈线断路器应具有瞬时和长延时性能;配电馈线断路器应具有长延时和短延时性能。

在动力中心柜内的框架式断路器,除至电动机控制中心的馈线断路器可采用手动操作机构外,其余断路器均应选用可供就地和远方控制的电动操作机构。

厂用低压开关柜的外壳防护等级应满足环境条件的要求。动力中心一般布置在环境较好的配电间内,可选用开启式或保护式结构的固定式柜,或者选用金属铠装式抽屉柜。电动机控制中心一般布置在车间内,环境条件较差,布置在锅炉房的开关柜的外壳防护等级应达到IP-54级,其他场所不应低于IP-30级。当选不到合适的IP-54级产品或经济上不合理时,应和煤场的电动机控制中心一样,将开关柜布置在独立的与环境隔开的小间内。开关柜内电气设备的载流能力会因柜体封闭而受到影响,因此应通过试验验证其载流能力或提出降容系数。

厂用电动机

厂用电动机 (station auxiliary motor) 发电厂内驱动各种辅助机械设备的电动机。在厂用系统中使用的电动机有交流异步电动机、交流同步电动机和直流电动机三类。

厂用交流异步电动机转子有绕线式、单鼠笼式、双鼠笼式和深槽型四种。后两种用于需要起动转矩高的电动机。绕线式电动机适用于起重设备的驱动。双速电动机或交流变频调速电动机可提高运行的经济性。同步电动机极少采用。

直流电动机用于当厂用交流电源消失时,为保证安全要求继续工作的厂用设备,如汽轮机润滑油泵、发电机氢冷密封油泵等,或者调速范围大而又无合适的交流电动机时,保安用的直流电动机均由蓄电池组供电。

在中国,厂用电电压等级可分为 10、6、3 kV 和 380 V 四种。一般电动机的电压按容量的划分见表。

厂用电电动机的绝缘 厂用中压电动机定子绕组一般采用 B 级

绝缘,也可采用 F 级绝缘而按 B 级温升考核,以提高可靠性。整个定子采用真空压力浸渍(VPI)工艺。对电压为 10 kV 及以上的电动机,

定子绕组应有防电晕措施。美国的电动机标准中采用了使用系数(service factor),电动机的铭牌额定功率乘以使用系数即为电动机的过载能力。厂用电电动机的使用系数一般取 1.0,当厂用电电动机仅发生短时过负荷时,如水泵的最大出力或风机的试验负荷等,其使用系数可取 1.15 或以上。美国 NEMA 标准规定使用系数为 1.15 或以上的电动机,在使用系数 \times 额定容量时的温升极限值可比标准规定的值增加 10 K,但此时的堵转力矩和最大力矩按铭牌值不变。

厂用电电动机的外壳防护型式和冷却方式 电动机的外壳防护等级和冷却方式应与周围环境条件相适应。在潮湿、多灰尘的车间(如锅炉房、煤场等),外壳防护等级要达到 IP-54 级,其他一般场所可采用不低于 IP-23 级,对于有爆炸危险的场所应采用防爆型电机,户外电动机要采用全封闭型空气冷却或水冷却,湿热地区地区的电动机要采取防潮、防霉等措施。

厂用电电动机的工作电压和频率 厂用电电动机宜能在电压变化 $\pm 10\%$ 、频率变化 50.5~48.5 Hz 之间正常工作,其起动电压在电动机端一般不小于 80% 额定电压,允许冷态连续起动两次而不超温,成组自起动时,其端电压应不少于规定值。

chang yong diandongji de yunxing

厂用电电动机的运行 (operation of electrical motor in power plant)

火电厂发电工艺过程中自身需要的大量拖动机械需要电动机(包括少量的直流电动机)作为动力。交流电动机在国内一般选用高压 6 kV 和低压 380 V (见厂用电设备选择)两级。根据其发电过程的影响程度,从运行角度可分为重要、次要和次要三类。重要的一般是指一旦停用将直接、迅速影响发电出力或威胁主设备安全运行的电动机(如:

锅炉的给水泵、控制循环泵、送风机、引风机、一次风机、磨煤机、给煤机、空气预热器、燃油锅炉的供油泵等;汽轮机的循环水泵、凝结水泵、凝结水升压泵、润滑油泵、液压油泵、盘车装置等;发电机的水冷泵、空冷泵等;公用系统的冷却水泵或工业水泵等);次要的则指其停用后对发电或设备无影响的辅机(如生活水系统的辅机、排水泵等等);其余的可认为是次要的电动机。从保障发电机组持续、稳定、安全的运行和加强设备管理角度来说,做好电动机的运行、维护和检修是电厂经常性的一项重要工作。由于电动机在火电厂内的重要地位,对其投用、运行、异常和故障处理有严格的要求。

电动机的投用 新安装或检修后的电动机必须经过试运行正常后才能移交运行。试运行的条件是:设备全部(包括一、二次设备)安装结束,静态试验合格,记录齐全;质检部门验收合格,出具验收证明;经有关部门批准等。试运行时运行人员、施工(检修)人员、质检人员和调试人员都应参加。试运行一般分两步进行:电动机单独试转和电动机与机械设备联合试转。①单独试转:试转前确认电动机与机械装置分离。在接线方式(星形或三角形)验明正确的前提下进行电动机的空载起动,第一次合闸,待起动电流下降后即行断开,验证转向是否正确;第二次合闸,记录合闸前后电源电压,起动电流的最大值,起动时间和空载电流值,检查三相电流是否对称,测定并记录轴承振动值。大容量的电动机应用录波器记录起动过程中的有关电气量波形,检查起动过程中电压降低是否符合要求。空载运行 1~2 h,检查轴承温升及定子外壳的温升应正常。如三相电流不平衡、轴承振动、温升超过规定数值时,应即停机,查明原因。②联合试转:电动机与机械设备联合试转前联轴器已正确连接。运行人员应对机械和有关系统检查正常。起动时,除记录与第二次空载合闸时相同的参数外,还应检查有关功率表、电度表的转向和指示是否正确。还特别要检查带负载运行过程中的定子外壳温升变化,如定子温度过高,应考虑对定子绕组作单独的温升试验。电动机单独试转或带机械联合试转的第一次起动,运行人员都应做好随时故障停用的准备。

电动机的正常运行 应具备以下条件和要求:①每一台电动机的外壳上应具有原制造厂的铭牌;②经常保持电动机周围干燥、清洁、无积灰,有防止水、汽、油浸入的措施;③开启式电动机通风口应无任何阻碍通风物件,并有防止小动物进入的措施;④电动机转动部分应设遮栏或护罩;⑤电动机及起动调节装置的外壳应接地;⑥继电保护装置和监测设备应随电动机一起投用;⑦电动机应视轴承型式进行加油或注润滑剂。

其规格和种类应符合制造厂的要求和化学规定，加注间隔时间和油的排出量应符合规定并做好加注记录；③经常监视电动机运行工况和抄录运行参数（重要电动机由热控计算机自动打印）。电动机在任何工况运行下，各等级的绝缘温度和温升不应超过表1所示允许值。

表1 各等级的绝缘允许温度和温升值（℃）

电动机 部件名称	A		E		B		F		测定方法
	温度	温升	温度	温升	温度	温升	温度	温升	
定子绕组	105	70	120	85	130	95	155	120	电阻法
转子绕组	105	70	120	85	130	95	155	120	
定子铁芯	105	70	120	85	130	95	155	12	温度计法

滑环和轴承的温度、温升允许值见表2。

表2 滑环和轴承的温度、温升允许值（℃）

	温度	温升	温度计法
滑环	105	70	
滚动轴承	100	65	
滑动轴承	80	45	

大型电动机的绕组温度应配置遥测装置，进入分散控制系统（DCS）（例如：循环泵、给水泵等）。

电动机绕组的最热点温升要

比平均温升高，要留出5℃的温升裕度和留出环境温度5℃，因此上述等级的绝缘允许温升分别为60、75、85、110℃。发电厂对电动机的容量选择一般都留有一定的裕度，所以正常运行时，温度与温升不会达到额定值。在运行规程中规定的温度与温升的限额主要指运行人员正常运行时的监视限额，一般比按绝缘等级允许温度和温升低10~20℃。

电动机的振动与串动不应超过表3的规定。

表3 电动机的振动与串动允许值

转速（r/min）	3000	1500	1000	750
振动值（mm）	0.05以下	0.08以下	0.10以下	0.12以下
串动值（mm）	滚动轴承不允许串动、滑动轴承串动不超过2~4			

新安装、大修后的电动机或备用中停用时间较长的电动机，在投运前应由运行人员测量其绝缘电阻。兆欧表的电压等级：对高压电动机应使用1000V，对低压电动机则使用500V。绝缘电阻值的标准是：高压电动机每千伏工作电压不低于1MΩ；低压电动机及绕线式电动机的转子应不低于0.5MΩ。发电厂运行规程对装有加热器、不装加热器、开启式的或备用的电动机都规定了必须测量绝缘电阻的停用周期。备用中的电动机应经常检查，保证能随时起动，如具备条件应和

运行的电动机定期切换运行。

电动机允许连续起动次数应符合制造厂的规定，无规定时，一般允许在冷态下起动两次。大容量电动机的起动间隔不得小于0.5~1h。在事故处理且电动机的起动时间不超过2~3s时，允许比正常情况下多起动一次。对绕线式转子电动机，由于转子回路内增加了电阻，改善了起动特性，使起动电流大大减小，因而对起动次数没有专门规定。

正常时应维持高压厂用母线电压在较高的水平，当大容量电动机起动时，应注意母线电压的下降对厂用电系统及交流控制电源电压的影响。

厂用电动机的异常运行和故障处理
厂用电动机异常和故障应区别情况进行处理。

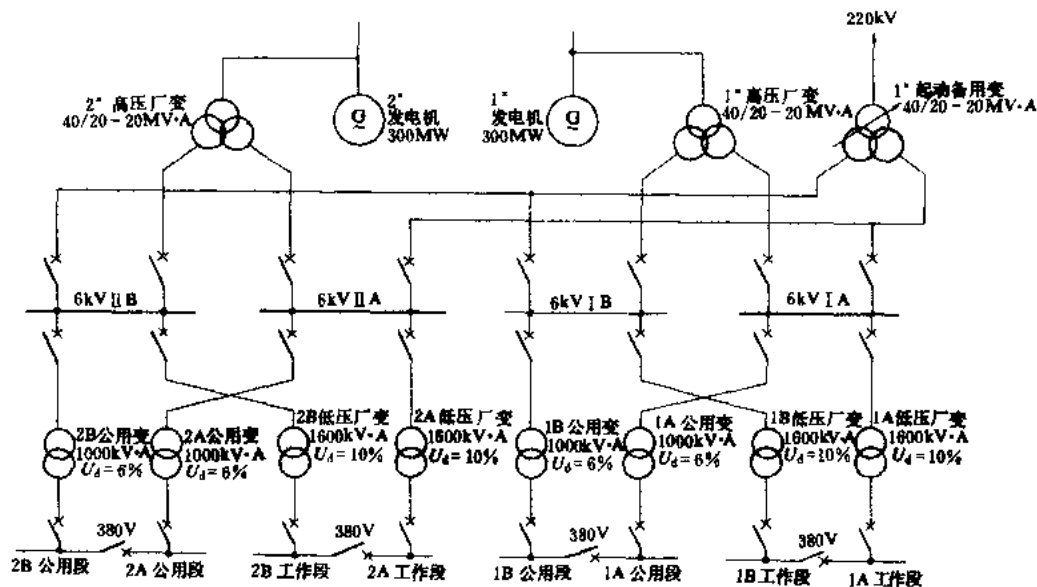
（1）运行中的异常和处理：①电动机声音发生异常，电流表指示升高或降到零，转速下降。可能原因：二相运行；被带动的机械设备故障。处理：应停用电动机。若电流上升不多、且负载运行正常，可能是电源电压降低，可提高电源电压或降低机械负载。②电动机电流周期性摆动。可能原因：系统振荡或电压不稳定；鼠笼式电动机转子铜（铝）条开路；被带动的机械设备故障。③电动机剧烈振动。可能原因：电动机和被带动的机械设备中心不一致；定转子相互摩擦；轴承损坏；所带动的机械设备损坏；电动机或所带机械设备失去动平衡；电动机转子铁芯损坏松动；电动机某些部件或电动机及所带机械设备机座松动。处理：停止运行。④电动机轴承温度异常升高。可能原因：轴承上油槽被杂物堵塞或被磨平；润滑不良（油少、油脏、油中有水）等；电动机轴或轴承倾斜；传动皮带拉得过紧；轴承盖盖得过紧；轴承间隙太小；油脂加得过量；中心不正，弹性靠背轮的凸齿工作不均匀；转子不在磁场中心，引起轴窜动或轴承挤压，等等。处理：调用备用电动机，停止故障电动机。如无备用电动机，则应严格监视轴承温度，超过限额温度时，应停止电动机运行。

（2）在下列情况下，对于重要的厂用电动机可在备用电动机起动后立即停用原运行中的电动机：①电动机发生不正常的声音或绝缘有烧焦味；②电动机电流异常升高并超过正常值；③电动机的起动调节装置内出现火花或冒烟；④电动机振动超过允许值；⑤轴承冷却水发生故障；⑥轴承温度、线圈温度超过允许值；⑦轴承油位低而又允许在运行中加油时；⑧电动机二相（即单相）运行。

（3）在下列情况下应立即停用故障电动机：①发生需要立即停用电动机的人身事故；②电动机所带机械设备损坏至危险程度时；③电动机起火冒烟；④电动机

changyongdian jexian

厂用电接线 (one-line diagram of station auxiliary power system) 厂用电系统的接线方式, 包括厂用工作电源、备用(或起动/备用)电源引接方式; 厂用变压器数量、容量及其调压方式; 厂用电压、接地方式及母线分段方式; 负荷配置及供电方案等, 通常均以单线图表示(见图)。



2×300MW 机组发电厂厂用电接线图

厂用电压 中国一般采用 6 kV 及 380/220 V 两级,当技术经济合理时,高压厂用电亦可采用 3 kV 或 10 kV 两级电压。低压厂用动力用 380 V,照明用 220 V;大容量机组动力、照明分别供电,中、小容量机组采用动力照明共用的三相四线制中性点直接接地系统。

厂用母线分段 均采用单母线按锅炉分段。容量400t/h以下锅炉，一般每炉设1段高压母线和1段低压母线；容量400 t/h及以上锅炉，每炉设2段高压母线和1~2段低压母线；容量2000 t/h及以上锅炉，每炉设2~4段高压母线。

接地方式 高压厂用电系统根据电容电流大小可采用高电阻接地或不接地。低压厂用电系统动力、照明分开时,其中性点接地方式为:动力回路为经高电阻接地;照明及检修回路为直接接地。动力、照明合供供电时,一般为直接接地。

厂用负荷配置 每炉有两段厂用母线时,应将双套辅机分别接在两段上;全厂公用负荷应根据供电要求分别接于不同母线段上;当启动/备用变压器带公用负荷,设厂用公用母线时,全厂公用负荷接在公用母线上。远离主厂房的负荷,可在负荷中心设置配电室,由

主厂房引接 2~3 个电源,或由外部电网引接可靠电源;低压电动机可按容量分别从动力中心或电动机控制中心引接,一般 75kW 及以上电动机接动力中心,75kW 以下电动机接电动机控制中心。

changyongdian shebei buzh

厂用电设备布置 (arrangement of auxiliary electrical equipments) 厂用高、低压变压器、开关柜及动力箱等电气设备的布置。

高压厂用工作变压器由发电机出口单元支接时,一般布置在汽机房外侧。对 200 MW 及以上机组,为了缩短电源侧分相封闭母线的长度,高压厂用变压器布置在封闭母线下汽机房外侧柱与主变压器之间或紧靠主变压器的一侧。厂用变压器低压侧用共箱封闭母线或电缆母线引至汽机房内厂用配电装置室。

高压厂用备用(或起动/备用)变压器一般布置在升压站内或汽机房外侧,低压侧用电缆或共箱封闭母线引至配电室。

低压厂用变压器如为油浸式,应布置在靠近配电室的防爆小间内,以便用硬母线引接低压电源。当低压变压器油量超过 100 kg 时,应设 100% 油量的储油设施或 20% 油量的挡油设施,挡油设施应有将油排到安全处、所的措施。低压油浸变压器外部与变压器室四壁应保持一定距离。

低压厂用变压器如为干式变压器,则由厂家做成柜式直接布置在配电室内,并与低压配电柜紧靠布置。

高、低压开关柜一般布置在专门的配电室内,其布置原则为:①尽可能靠近负荷及电源,以缩短电缆和电源引线;②以机炉为单元分开布置,当高压柜采用手车式时,同一机炉的厂用母线段可放在一个房间内;③避开潮湿多灰尘处所;④有利维护检修,柜的排列应有规律性和对应性,并减少电缆交叉。

中、小机组厂用高、低压配电室一般布置在主厂房除氧器框架或两炉之间,底层布置高压开关柜及低压厂用变压器,二层布置低压配电屏。

大容量机组厂用高压配电室一般布置在汽机房靠发电机出线端的中间层内,其优点是环境好,接近负荷并靠近电源,有利于从厂用变压器用共箱封闭母线引接电源。大机组低压动力中心一般布置在锅炉房固定端或两台锅炉之间的电气综合楼内,也有布置在汽机房中间层与厂用高压配电室相毗邻的。电动机控制中心一般布置在车间内靠近负荷处就地装设,也有按机、炉分别集中布置在专门的控制中心小间内的。每台辅机事故按钮或控制箱布置在该辅机附近的柱或墙上。

厂用高、低压配电室各开关柜间应保证有一定尺寸的操作维护通道,当配电室长度大于 7m 时,需设有两个出口。厂用配电室应设置事故排风机并兼作通风降温之用,进、出风口需防止灰、水、汽及小动物进入室内。

目前,在电厂设计中有的还研究运用“物理分散、模块设计”设计方法,此时厂用配电装置采用模块化、按功能分散布置。

changyongdian shebei xuanze

厂用电设备选择 (selection of auxiliary electrical equipments) 厂用电系统中的厂用变压器、厂用电动机及开关设备等选择。

厂用变压器 应按使用条件选择需要的型式、容量和阻抗,并验算其在各种工况下的电压质量。

厂用变压器一般选用低损耗、油浸、双卷变压器,对大容量机组的高压厂用变压器,为限制短路电流,宜选用低压为双绕组的分裂变压器或三卷变压器;对布置在主厂房的低压厂用变压器宜选用干式变压器。

厂用工作变压器容量应按厂用电最大计算负荷选择,并应留有一定的裕度,厂用电计算负荷用换算系数法求得,其计算公式为: $S = \sum (kP)$, 其中 $k = \frac{k_1 k_2}{\eta \cos \varphi}$,

式中 S 为计算负荷, $\text{kV} \cdot \text{A}$; k 为换算系数, k_1 、 k_2 分别为同时率和负荷率; $\eta \cos \varphi$ 分别为负荷的效率和功率因数; P 为电动机的计算功率, kW 。

电动机的计算功率 P 与电动机额定功率的比值与电动机的运行方式有关,经常及不经常连续运行的取 1,经常短时及经常断续运行的取 0.5;不经常短时及不经常断续运行的不计算;同一电源供电、互为备用的电动机只计算运行部分。

厂用备用变压器(电抗器)或起动/备用变压器容量应与最大一台工作变压器(电抗器)相同;当高压起动/备用变压器带有公用负荷时,其容量应满足该公用负荷加上最大一台工作变压器所带负荷的需要。

高压厂用变压器或电抗器的阻抗选择:①按选定的断路器参数计算阻抗最小允许值;②按最大一台电动机起动时母线电压允许值计算阻抗最大允许值;③在上述范围内选择适用于较小电缆热稳定截面的厂用变压器或电抗器标准阻抗。

根据选定的厂用变压器阻抗,要对厂用母线电压进行核校:①计算最大、最小运行方式时厂用母线电压最大偏移,其值不应超过 $\pm 5\%$;②计算最大一台电动机起动时厂用母线电压,其值不应低于额定电压的 80%,计算电动机端电压,其值不应低于额定电压的 70%;③重要电动机成组自起动时,高压厂用母线电压

不应低于额定电压的 65%~70%，低压厂用母线电压不应低于额定电压的 55%~60%。

高压厂用备用变压器的阻抗电压在 10.5% 以上时、或引接地点的电压波动超过 $\pm 5\%$ 时，应采用有载调压变压器。对出口有断路器和有进相运行要求的大容量发电机，其厂用变压器通过技术经济比较后确定是否要有载调压。

低压厂用变压器的阻抗应按低于电器对短路电流的承受能力来确定，在条件允许时，宜采用与普通配电变压器相同的阻抗。

厂用电动机 应按使用条件选择电动机型式和电压，并校验其容量。

厂用电动机一般选用交流鼠笼式电动机，但应考虑：①在交流电源消失时仍需工作的设备或需大范围调速又无合适交流电动机时，选用直流电动机；②需要反复重载起动或需要小范围调速的机械，采用绕线式交流电动机，大容量机组为了提高运行的经济性，其大型辅机采用变速电动机。

厂用电动机外壳的防护等级和冷却方式需与周围环境相适应，在潮湿、多尘的锅炉房、输煤车间等处，电动机外壳需达到防护等级的要求，对于有爆炸危险的场所应采用防爆电动机。

厂用电动机电压可按容量划分，其原则为：①当厂用电压为 6 kV 及 380 V 时，200 kW 以上电动机宜采用 6 kV，200 kW 以下宜采用 380 V；②当厂用电压为 10、3 kV 和 380 V 时，1800 kW 及以上电动机宜采用 10 kV，200~1800 kW 电动机宜采用 3 kV，200 kW 以下宜采用 380 V；③当厂用电压为 3 kV 和 380 V 时，100 kW 以上电动机宜采用 3 kV，100 kW 以下宜采用 380 V。

厂用电动机一般由辅机厂配套供货，对转动惯量大或重载起动的电动机，当其使用条件与制造厂配套不符时，应按起动条件校验电动机容量，对鼠笼式电动机，可按冷态起动两次或热态起动一次校验电动机定子绕组的温升。

厂用高压开关柜 高压开关柜分手车式和固定式两种，前者将断路器装于手车上，检修时可用备用手车及时替换恢复供电。柜内可选用不同规格的少油、真空或 SF₆ 断路器以及由高压熔断器串真空或 SF₆ 接触器的 F-C 回路。少油断路器价格低，但不能防火、防爆，今后将逐步由真空和 SF₆ 断路器所取代；真空和 SF₆ 断路器适用于频繁操作，具有寿命长、跳闸速度快、能防

火等优点，但价格较高，由高压熔断器与真空或 SF₆ 接触器组成 F-C 手车式柜，每柜可装 1~2 个回路单元，用于中小容量电动机回路和低压变压器，可降低造价，减少厂用配电室布置面积。小容量机组可采用少油断路器；200 MW 及以上机组采用真空或 SF₆ 断路器与 F-C 回路的混合型。

厂用低压开关柜 厂用低压开关柜分固定式和抽屉式两种，动力中心一般布置在环境较好的配电间内，可选用开启式或保护式结构的固定柜或封闭式的抽屉柜。电动机控制中心一般布置在环境较差的车间内，应按使用环境选用相应防护等级的抽屉柜或动力配电箱。

厂用低压电器 厂用低压电器分隔离电器、保护电器和操作电器。隔离电器用于隔离电源，如隔离开关和插头；保护电器用于切断短路电流，如熔断器和断路器；操作电器用于正常接通和断开回路，如接触器、磁力起动器、组合电器和断路器等，不同低压电器选择条件见下表。

名 称	额定电压 不小于回路 工作电压	额定电流 不小于回路 工作电流	额定分断 电流不小于 回路短路电流	设备动热 稳定值不小于 计算值	按回路起动 电流选择 和整定
刀开关及 组合开关	△			—	
熔断器	△				
断路器	△				
接触器及 磁力起动器					

chongyongdian shoudian

厂用电受电 (energizing of auxiliary power system) 机组附属设备安装完毕后需通电试运行，所需厂用电源由外部供给，因此厂用电受电是调试工作开始的标志。

受电步骤 新建电厂先由电力系统向变电站供电，再依次对高压起动/备用变压器、3~10kV 厂用配电装置、厂用工作变压器及 380V 配电装置供电。扩建电厂因高压起动/备用变压器已经投入运行，故可利用它的电源对扩建的厂用配电装置等供电。

调试项目 主要有：①用额定电压依次对空载线路、变电站母线、隔离开关、断路器、互感器、变压器及厂用配电装置等进行冲击合闸试验。有条件时，冲击合闸前应先行进行递升加压试验。升压过程中注意检查各设备有无放电声及短路现象，发现问题及时处理后再进行升压。②检查三相电压应平衡，相序应正确，各段母线的相位彼此应一致。对配电装置供电时，有时会



由于母线电容和与母线连接的电磁式电压互感器的电感相互作用而出现铁磁谐振,此时相电压升高,中性点明显位移。为消除谐振可在电压互感器的剩余电压绕组处并联电阻以去振。

changyongdian xitong

厂用电系统 (station auxiliary power system)

为火力发电厂辅助设备的动力、控制、调节、照明、设备检修等的用电而设置的厂内供电网络和厂用配电装置、厂用电源等所构成的总体。其任务是保证发电厂连续安全满载运行,满足机组启动、正常运行和停机工况下供电的需要。根据电厂安全运行要求,厂用电系统设置有监视、控制、保护和连锁等自动装置。

设计要求 厂用电系统应做到:①各机组的厂用电系统各自独立,当一台机组故障停运或其辅机的电气设备故障时,不至影响另一台机组的正常运行,并能在短时间内使本机组恢复运行;②配备可靠的备用(或启动/备用)电源,接线简单,在工作电源故障时能可靠投入,在起停过程中便于切换操作,并能与工作电源短时并列;③考虑电厂分期建设和连续施工过程中厂用电系统的运行方便,对公用负荷的供电要合理安排,便于过渡,尽可能减少改变接线和更换设备;④200MW及以上机组设置交流事故保安电源,在全厂停电时能够快速启动投入,向保安负荷供电。同时要设置交流不停电电源,保证计算机和自动装置等不间断运行。

组成 厂用电系统由厂用电源、配电装置(母线和开关设备等)、厂用负荷和馈线等组成。厂用电系统分高压厂用电系统(国际上称中压厂用电系统)和低压厂用电系统,前者电压为3~10kV,后者为380/220V。

厂用电源 厂用电系统对安全供电有较高的要求,必须设置可靠的工作电源和备用电源。重要负荷应有两个独立的供电电源,正常情况由工作电源向厂用负荷供电,工作电源故障退出运行时,备用电源自动投入。现代火力发电厂厂用工作电源均由发电机通过厂用工作变压器或发电机提供,厂用备用电源通过备用变压器或电抗器由电力系统提供。当小容量发电厂有发电机电压母线时,厂用工作电源由各段母线引接。200MW及以上的机组设置快速起动的柴油发电机组作为交流事故保安电源,交流不停电电源则采用静态逆变装置。

厂用电母线 高、低压厂用电母线一般采用单母线按炉分段,母线段数的设置与机组容量有关,中、小机组每炉设1~2段,大型机组每炉设2~4段,当公用负荷较多、容量较大时,设公用段。

• 42 •

配电装置 多采用成套配电装置,内设断路器、熔断器、接触器、电流互感器、电压互感器等电器,用于正常关合和事故时负荷的切除。厂用配电装置有3~10kV高压开关柜,380V动力中心、配电柜,电动机控制中心配电柜等。

厂用负荷 按工艺系统划分,厂用负荷分单元负荷和公用负荷。单元负荷指每台机、炉专用的辅机负荷,如凝结水系及引风机、送风机等;公用负荷指全厂公用的输煤、除灰、化学处理设施等的辅机负荷。

根据厂用机械设备在生产过程中的作用,厂用负荷可分为:①正常负荷:为保证机组的正常运行需供电的负荷,包括上述的单元负荷和公用负荷;②事故保安负荷:在发生全厂事故停电时,为保证汽轮机、锅炉的安全停运,需要继续进行供电的直流负荷(如直流润滑油泵等)和交流负荷(如200MW及以上机组的盘车电动机等),这些负荷分别由蓄电池及快速起动的柴油发电机供电;③不停电负荷:在机组运行期间及停机过程和停机后的一段时间内需要进行连续(不间断)供电的负荷,如计算机负荷等。

厂用电率 发电厂的自用电量与同一时期发电量之比,是考核发电厂经济运行的重要指标之一。额定工况下的厂用电率可按下式估算: $K = S \cos \varphi / P$,式中 K 为厂用电率,对大容量燃煤机组一般为4%~8%; S 为厂用电计算负荷,kV·A,只计算连续运行的工作负荷; $\cos \varphi$ 为平均功率因数,一般取0.8; P 为发电机额定功率,kW。

changyongdian xitong baohu

厂用电系统保护 (auxiliary power system protection)

为保护厂用电系统和设备安全所配置的在可靠性、快速性、选择性和灵敏性方面符合要求的保护装置。厂用电系统关系到机炉乃至电力系统的安全运行。当厂用电系统和设备发生故障或异常时,应尽快断开有关断路器,或及时报警,供运行人员判断和处理。

厂用电系统保护包括高低压厂用电源、厂用母线及电动机的保护。

为反应变压器或电抗器绕组内部及引线上的相间短路,装设纵联差动保护或电流速断保护和过流保护。对较大的变压器还要装设瓦斯保护。

为反应接地故障,装设单相接地保护,当系统为不接地或高电阻接地方式时,装设接地检查装置,一般由装于母线电压互感器开口三角侧或变压器中性点设备中辅助电压互感器二次侧的电压继电器构成,动作后发出报警信号。当系统的单相接地电流能满足接地故障检测装置灵敏性的要求时,则在厂用母线的馈线回



路装设有选择性接地故障保护装置。若系统单相接地故障电流在 10 A 及以上, 则接地保护动作于跳闸。

中阻接地系统, 接地电流为 400~1000 A, 接地保护利用电流互感器构成的零序电流回路或采用专用零序电流互感器来实现, 保护动作于跳闸及事故报警信号。

对生产过程易发生过负荷的电动机以及起动或自起动困难、起动时间过长的电动机装设过负荷保护。过负荷保护动作于跳闸或事故报警信号。

低电压保护, 对重要电动机, 装设带 9~10 s 时限的低电压保护。对重载和 I、II 类电动机, 为保证 I 类电动机自起动, 装设 0.5 s 时限的低电压保护。

国内少数电厂装设厂用母线不完全差动保护, 以提高灵敏性和快速性, 一般电厂则由装在厂用电源分支上的电流保护来反映母线故障。

对容量较大的重要变压器和电动机还装设温度监视和机械故障检测装置, 发现变压器或电动机发生异常时及时报警或使断路器跳闸。

厂用电系统保护可以利用断路器的脱扣器保护, 也可选用电磁式、集成电路继电器。多功能的微机型保护具有可靠、调试方便、体积小、便于与机组监控系统接口, 现已得到推广采用。

chang yong dian xitong shobei de yunxing

厂用电系统设备的运行 (operation of equipment in auxiliary power system)

厂用电系统由厂用电源(包括高压厂用工作变压器和起动/备用变压器)、配电装置(包括母线、连接电缆、开关设备、厂用馈线)、低压厂用变压器、电动机或负荷等设备组成。又分为交流和直流两部分。交流部分可分高压厂用电系统(指 3~10 kV)和低压厂用电系统(指 380/220 V); 直流电压一般分 220、110、24 V 等。另外, 大容量单元机组均设置应急快速起动的柴油发电机作为交流事故保安电源; 大容量机组的控制、保护电源广泛应用不停电电源(UPS), 可从交流母线和直流母线上获得电源经静态逆变装置供电。厂用电系统是电厂的命脉, 保证其安全正常运行是电厂的首要任务。

高压厂用工作变压器和起动/备用变压器的运行基本上同主变压器的运行, 但其起动方式有所不同: 单元制接线的发电机变压器组, 其高压厂用工作变压器都支接自发电机出口, 一般在发电机电压侧不设断路器, 故随发变组一起起动; 高压起动/备用变压器的电源一般另接自电厂供电端母线或外来系统电源, 其投入方式都是从高压侧全电压合闸。在机组起停过程中, 厂用电负荷的常用电源切换一般在机组负荷 30%~50% 之间进行。

低压厂用变压器的运行 油浸式低压厂用变压器的运行类似于高压变压器; 80 年代开始, 新建发电厂多采用干式变压器作为低压厂用变压器。一般都放置在低压厂用配电中心, 变压器间隔或小室内应有防潮加热器。干式变压器的冷却方式有自然冷却和风扇通风冷却, 正常情况下采用自然冷却, 当变压器顶部温度高时, 自动起动安装在变压器底部的冷却风扇, 冷却风扇也可以手动起停。

共相母线或共相母线电缆的运行 共相母线由于很多人孔门密封, 难免有不严之处, 因负荷的高低, 气温的冷热发生“呼吸”现象, 随运行时间的增加, 易造成绝缘部件的结灰或结露, 不仅恶化运行条件, 也使维护工作量大大增加, 采用共相电缆母线可以避免此缺点。大容量机组的厂用电系统多采用共相电缆, 每相由多根电缆并联而成, 为保证各根电缆的负荷电流均匀, 需采用换位布置。运行人员对共相母线电缆与断路器连接点的发热情况应作定期检查, 以防并联电缆连接点的接触不良而发热, 造成各根电缆负荷电流分配更不均匀。

由于共相母线电缆是用于高压厂用工作变压器(高压起动/备用变压器)低压侧与高压厂用工作母线(或高压厂用公用母线)进线电源断路器的连接, 对设备运行而言, 其故障性质与所连接的变压器内部故障性质一样; 高压厂用电系统的接地方式不同, 其接地过电压水平也不一样, 所以, 共相母线电缆的耐压水平也不一样, 一般对于高压厂用电电压选为 6 kV 的, 则共相母线电缆的电压选为 15 kV。

厂用高压断路器的运行 厂用电系统内使用的断路器一般采用空气断路器、少油量断路器和真空断路器等。目前, 由于真空断路器结构简单、体积小、重量轻、便于双层布置、不需要压缩空气系统、维护和检修工作量少、可靠性较高等优点, 因此获得了广泛的应用。

(1) 空气断路器: 应保证持续供给合格的压缩空气(满足压力、干燥度的要求), 以保证断路器开断时的灭弧性能。

(2) 少油量断路器: 重点监视运行中(特别是断开故障电流以后)绝缘油的油色变化, 如油色变深变黑, 应取样进行分析, 检验其绝缘强度是否良好、游离碳是否过量, 否则应调换新油。

(3) 真空断路器: 由于目前尚无手段监视真空泡内的真空度, 故应重点掌握: ①投入运行前, 应测量每相真空泡两极之间的绝缘电阻, 如发现明显降低或三相情况有较大的差异时, 应进一步作检查; ②当发现断路器处于断开状态时有放电声, 说明真空泡可能漏气, 极间绝缘降低, 应更换真空泡; ③用于母线电源

的断路器在断开后,也可从母线是否带有电压加以判别;④将真空断路器从停用位置改为试验位置或从试验位置退至停用位置时发生弧光,则应对断路器作进一步检查。

真空断路器在开断电动机或变压器的感性负载过程中,工频电流在自然过零前发生熄弧,在真空断路器中产生截流,线路中感性负载的漏抗和线路中等值电容将发生高频振荡,在电动机或变压器的端部产生过电压,严重时损坏设备,为限制过电压的幅值,常在真空断路器的负荷侧装置避雷器或阻容过电压吸收装置,以吸收负荷侧发生的过电压。

无论使用何种断路器,在机组检修时应做交流或直流耐压试验。运行中除通常的监视项目(如触点、触头温度和放电声等)外,电厂应重点做到:①断路器副触点接触良好,可用监视灯判别;②三相是否同时分合闸以证明操作机构是否良好;③对发生断路器拒合、拒分现象,必须查清原因,从根本上消除隐患,防止可能的事故扩大;④由于厂用断路器动作次数频繁,因此须根据不同类型断路器的特点,确定允许的故障分闸次数和正常的分闸次数,达到或超过时应予检修。

定期校验制度 对具有备用性质的电源和设备,应制定校验的周期和方法,以保证在需要时动作正常。如:高压厂用母线、低压厂用母线、保安电源的备用电源或联络开关;柴油发电机的定期启动和切换;UPS电源的切换;事故照明的切换等。

厂用配电室的安全运行 发电厂高低压厂用电的配电室和低压配电柜一般都置于主厂房内,周围布满了各种压力和温度的汽、水、油、煤粉等热力管道;也有的配电柜布置在露天半露天的环境下。一旦发生管阀泄漏或遇大风雨天天气,就会侵入配电室(柜)内造成短路,严重时使机组跳闸或被迫停机,此类事故并不鲜见。对此,新建电厂特别应该重视,在厂用电系统第一次受电前,必须严格检查施工要求和质量,凡有可能入侵的孔洞,都应严密用密封材料予以封堵;可能受雨水影响的配电柜,也应考虑有防范措施。同样,凡是进入配电室(柜)的电缆孔洞(包括导管的孔洞)都应使用防火堵料予以封堵,防止外部火灾或小动物的进入。运行电厂更应该经常检查和完善。

changyong gongzuo bianyuan

厂用工作变压器 (unit auxiliary transformer)

向机组中压厂用负荷供电的变压器,也称为单元厂用变压器。发电机变压器组接线的机组的厂用工作变压器均从发电机至主变压器的引线上支接。

厂用工作变压器具有如下特点:

(1) 厂用工作变压器的接线组别应满足与厂用起

动/备用变压器的并联切换,并考虑厂用中压系统的中性点接地方式。

(2) 厂用工作变压器的阻抗决定于具体工程的厂用中压设备的允许短路电流承受能力和单台最大电动机正常启动和电动机成组自启动时厂用母线的允许电压水平,也可采用分裂绕组变压器以减少厂用母线的短路电流。

(3) 厂用工作变压器一般不采用有载调压。对于有进相运行要求的大容量发电机,或发电机出口设断路器利用厂用工作变压器起动机组使厂用母线电压波动超过允许范围时,可采用有载调压变压器。

(4) 厂用工作变压器应能承受当高压侧系统阻抗为零其低压侧出口处三相金属性短路,变压器所有绕组(包括稳定绕组)不应变形和损坏,并能继续运行。对于直接与发电机联接的厂用工作变压器,还要考虑发电机灭磁时间对其承受短路能力的影响。

(5) 厂用工作变压器为户外油浸式变压器,由于负荷率高,额定容量时一般采用55℃温升,冷却方式采用ONAN/ONAF,以使变压器有较好的运行条件和较长的寿命(30~40年)。

changyong peidian zhuangzhi anzhuang

厂用配电装置安装 (installation of auxiliary power switchgear)

厂用配电装置一般选用系列型高低压成套柜和配电盘,是发电厂厂用机械的供电设备。主要安装工作有:立盘(柜)、母线施工、电器检查调整、二次回路接线(见二次线施工)和电气试验。

立盘(柜) 配合土建施工检查校核基础型钢顶面标高及电缆孔洞。盘(柜)就位后调整其两个方向的垂直度,要求盘面平齐,接缝均匀,然后将盘底角与基础型钢焊牢,并引出地线与接地网相连。

母线施工 母线一般由制造厂按图配好,在现场应先核对数量、截面及引下线开孔配合,对结合面加工后即可连接,最后核对相序、涂刷三相色标。

电器检查调整 按说明书要求对隔离开关、断路器、自动开关、负荷开关、互感器、熔断器和接触器等电器设备进行必要的检查与调整,做到连接牢固,接触良好,动作灵活,闭锁准确。

二次回路接线和电气试验 按图纸完成电缆的二次接线后进行回路的检查及耐压试验(回路中有电子元器件设备时,试验前应先将插件拔出或将其两端短接);电气设备的绝缘电阻测定和交流耐压试验;开关的机械过流及继电保护按规定整定;最后作设备的操作试验及保护动作试验,确认开关、继电器、信号灯、光字牌转换及显示正确。

changyong zhongya kanguangui

厂用中压开关柜 (medium voltage switchgear cubicles for station auxiliaries)

用于中压厂用系统,接受和分配电能给电厂辅助设备,并为这些辅助设备提供控制、测量、保护和信号等的成套配电装置。厂用配电装置的特点是操作频繁,因此要求其安全可靠、便于检修和适合于频繁操作。

厂用中压开关柜均布置在户内,可分为手车式和固定式两种。手车式开关柜的手车可以互换,检修时可用备用手车恢复供电,缩短检修停电时间;断路器可以随手车拉出柜外,检修方便;手车式还有落地式和中置式(参见彩图插页第35页75图),后者柜体布置更合理,检修更方便。由于这些优点,在电厂,手车式开关柜较固定式开关柜得到优先采用。

中压开关柜内可装设不同型式和规格的断路器。断路器一般有少油、真空和SF₆等型式。少油断路器系老产品,不能防火、防爆、不适合频繁操作,运行维护费用大,可靠性低,现被真空断路器取代。美国过去采用磁吹断路器,现也被真空断路器取代而淘汰。在中国,中压开关柜内也有采用SF₆断路器的,但在厂用电系统中很少采用。

在70年代底80年代初,世界上一些制造商推出由中压熔断器与真空或SF₆接触器组合成的F-C手车式开关柜,以熔断器和热过负荷继电器作为保护电器,接触器作为操作电器,其价格低,适用于频繁操作,运行维护工作量少,占用开关柜的空间较小,可减少配电室的面积,首先应用于工业企业供电系统,后又在厂用电系统中采用。F-C手车式柜的可靠性主要决定于熔断器的工作可靠性和稳定性,与被保护设备的容量和性质有关。近年来,中国也已生产相应的F-C手车式柜,并已在厂用电系统中广泛应用。

厂用中压开关柜除应满足规定的运输、工作环境和短路条件下的机械和电气性能外,开关柜内的绝缘构件应具有阻燃和低吸潮性能;主母线、分支母线和连接线宜采用绝缘母线;还应具有标准规定的机械和电气的闭锁装置,以确保人身和设备的安全。

配置真空断路器的开关柜内应按真空断路器断开时可能出现的过电压值配置相应的过电压抑制装置,一般为氧化锌避雷器,以使负载端和母线系统免受超过绝缘水平的过电压。

开关柜内电气设备的载流能力会因柜体封闭而受到影响,因此应通过试验验证其载流能力或提出降容系数。

chao guo lü

超过滤 (ultra filtration, UF)

利用合成

高分子功能膜在压力下阻留溶液中悬浮物、胶体物、微粒、大分子有机物和细菌等的一种膜分离技术。它是通过组件来完成分离的。常用的超滤组件有卷式、中空纤维式、管式几种。卷式超滤组件是将平板膜与导流网卷在中心管上构成的。中空纤维式组件是将膜制成内孔约0.5~1mm的中空形丝,许多丝扎在一起装在一个压力容器内构成的。管式组件是将膜敷在多孔管上,多根有膜的多孔管装在一个容器内构成的。超滤膜的主要材料有醋酸纤维素、聚丙烯腈、聚砜、芳香聚酰胺、磺化聚醚、特氟隆等。超滤组件构造基本上与反渗透组件相似,不同之处是膜材料、制膜工艺及膜性能。

超滤膜具有多孔结构的支撑层和低孔隙度(1~20nm)的表层。膜的分离程度取决于膜孔大小和胶体、有机物分子大小及形态。选用超滤膜应根据分离物的性质和含量来决定。超滤膜阻留的相对分子质量范围为500~1000000,各种膜对入口溶液的压力、温度、pH值有不同要求,回收率一般可达80%~90%。超滤膜的流通量受限于浓度极化现象,运行一定时间后,被分离物会在膜表面形成膜层(或称凝胶层),引起阻力升高,产量降低。为此可在系统设计中维持近膜处的高剪切力,以防止凝胶层的形成。生产中可用反冲洗系统或化学清洗系统进行定期清洗,以保证组件正常运行。

超过滤技术在工业用水和废水处理中,可用来除去悬浮物、胶体物、有机物;也可用来降低冷却塔水中的微生物和有机成分;在核电厂可用来清除带放射性物质。超过滤还可用于食品饮料和制药工业有效物质的浓缩和分离。

早在19世纪就有生物学者用天然膜分离蛋白质中无机盐的超过滤报导,20世纪初研制出能分离相对分子质量为500~10000的有机物的高分子电解质复合膜,60年代后许多国家相继研制出各种用途的超滤膜。我国超过滤技术发展迅速,现已能生产出适用于医药工业、食品工业、工业废液的回收和处理等用途的超过滤设备。由于超过滤组件具有体积小、结构简单、操作方便、用途广以及过滤不发生相变化、污染少等特点,因而有广阔的发展前景。

chao lin jie ya li guo lu

超临界压力锅炉 (supercritical pressure boiler)

主蒸汽压力超过临界压力22.12MPa的锅炉称为超临界压力锅炉。通常大容量超临界压力电站锅炉的主蒸汽压力定在24.5MPa左右,也有比之更高的。当主蒸汽压力达到27MPa以上时(见蒸汽参数),又称为超超临界压力锅炉(ultra super critical pressure boiler)。发展超临界或超超临界压力机组都是为了更有效地提高火力发电厂的经济性,因此对超临

界压力锅炉还伴随着采用更高的汽温和更大的锅炉容量。

超临界压力锅炉技术特性 由于水和蒸汽的压力超过临界压力后不可能有汽水双相混合物共存,因此超临界压力锅炉只能采用没有锅筒的直流锅炉。超临界压力也体现了当代电站锅炉最先进的技术。与亚临界锅炉相比,由于蒸汽参数更高,因此在锅炉受压元件的设计时需要采用更高等级的材质,并需要更完善的强度设计和寿命分析;由于它是直流锅炉,因此其水冷壁系统的设计与锅筒式锅炉有很大区别,并且还需要设置一套起动系统;由于超临界压力锅炉往往采用变压运行,因此在锅炉性能设计时还要兼顾超临界和亚临界各种不同运行工况时的特点,保证锅炉安全经济运行。此外,超临界压力锅炉在给水质、自给以及防止高温部件高温腐蚀等方面,都有着更高的要求。

超临界压力锅炉水冷壁 与亚临界压力锅炉相比,超临界压力锅炉最大特点体现在水冷壁系统的设计方面。当代超临界压力锅炉水冷壁设计必需体现超临界、直流锅炉与变压运行的三大要素。水冷壁管圈型式、质量流速、热偏差、流量分配等都是超临界压力锅炉水冷壁设计的关键因素。

水冷壁管圈型式 超临界压力锅炉目前常用的管圈型式分为螺旋管圈和垂直管圈两大类型。螺旋管圈水冷壁管与水平线成一定倾角,从锅炉底部沿炉膛四周螺旋式盘绕上升,直至炉膛上部折焰角与炉膛出口处为止,通常盘绕1~2圈,螺旋倾角在 $10^{\circ}\sim 20^{\circ}$ 之间。垂直管圈与通常的锅筒式锅炉相似,从冷灰斗至炉顶水冷壁管均作垂直布置,并且为满足变压运行需要,往往采用小管径一次上升式管圈。这两种型式在当代大容量超临界压力锅炉上都得到了广泛采用,二者在水冷壁结构设计、制造和安装等方面各有优缺点,但只要设计合理,都可以满足锅炉运行性能的要求。

质量流速 超临界压力锅炉水冷壁管内质量流速的合理选取十分关键,是关系到锅炉安全经济运行的重要因素。对于螺旋管圈,可以通过合理选择管径、根数和螺旋倾角等来确定合理的质量流速。对于垂直管圈特别是一次上升式垂直管圈,一般只能采用较小管径(例如 $\phi 28$ 或 $\phi 32$)来满足对质量流速的要求,而且还需要采用内螺纹管解决水冷壁高热负荷区传热恶化的问题。

热偏差 超临界压力锅炉在高负荷超临界状态运行时,介质作单相强制流动,对炉膛内的热偏差比较敏感。在水冷壁并联管之间,介质温度或管壁温度会产生较大差值,因此在水冷壁设计时要作热偏差判断和计算。在水冷壁上,往往还设置中间混合联箱以减少工质热偏差,防止水冷壁超温或产生过大温差应力。

流量分配 现代大容量超临界压力锅炉,水冷壁由成百上千根并联管子组成,介质在这些管子中作强制一次性流动。为了保证水冷壁的安全运行,应特别注意并联各管间的流量分配。无论在超临界压力或亚临界压力工作状态,每个水冷壁管中都需要保持足够的冷却流量,使水冷壁安全运行。

超临界压力锅炉起动系统 因为超临界压力锅炉是直流锅炉,因此必需配备一套起动系统(见直流锅炉起动系统),供锅炉在滑参数起动时分离由水冷壁产生的汽水混合物,将饱和蒸汽通向往热器,水则通往除氧器水箱或其它可被利用的地方。当代超临界压力锅炉起动流量约为25%~35%锅炉最大连续蒸发量(BMCR)。

超临界压力锅炉用钢 由于超临界压力锅炉特别是超超临界压力锅炉的汽压、汽温都很高,在确定锅炉参数时首先要考虑高温过热器和高温再热器的用钢问题。当汽温超过 540°C 时,超临界压力锅炉高温段受热面就需要采用奥氏体钢种,这些钢材不但要有耐高温强度性能,而且还需要有抗高温氧化的良好性能。与同容量亚临界锅炉相比,超临界锅炉的各级受热面,通常采用较小直径和较好一档管材,旨在减小管壁厚度,适应调峰需要并延长使用寿命。超临界压力水冷壁壁温比亚临界压力高得多,达到 500°C 以上甚至 540°C ,因此需要采用合金钢,例如15CrMn或12Cr1MoV等相应等级的材料。

超临界压力锅炉变压运行 现代大容量超临界锅炉都采用变压运行。超临界变压运行锅炉设计时要特别注意受压部件的疲劳寿命计算和分析,不但对高温厚壁部件,而且还要对中温部件如水冷壁及其刚性梁等都要作专门计算。另外,也要注意锅炉总体性能设计和调温手段,以适应大的调峰范围。

超临界压力锅炉发展概况 自20世纪50年代以来,超临界压力锅炉一直处在发展和应用之中,至今全世界已有600多台大型超临界压力锅炉在电厂运行。超临界压力锅炉的可靠性指标已与亚临界压力锅炉相当。世界上生产和使用超临界压力锅炉最多的国家是前苏联、美国、日本和德国,已在运行的各国最大机组是1300 MW(美国)、1200 MW(俄国)、1000 MW(日本)和800 MW(德国)。超临界机组的平均容量已达600 MW等级,最大锅炉的蒸发量达4433 t/h。设计参数最高的超超临界压力锅炉以日本和德国最为先进,当代已投运的超超临界变压运行锅炉参数为31.5 MPa、569/569/569 $^{\circ}\text{C}$,正在研制的有34.5 MPa、620/625 $^{\circ}\text{C}$ 参数的锅炉。

中国超临界压力锅炉的发展 目前,中国电网中已有10台超临界压力锅炉在运行($2\times 600\text{ MW}$, $4\times$

500 MW, 4×300 MW), 这些锅炉的可靠性和经济性指标都已得到了证实, 为中国发展国产超临界锅炉提供了经验, 正在建设的还有 4 台超临界压力锅炉 (2×800 MW, 2×900 MW)。中国对超临界压力锅炉的研究已有十多年历史, 在中国发展超临界压力锅炉不但技术上是可行的, 经济上也是有利的, 特别是在燃料昂贵地区。

haocnjie yali puzi yunxing

超临界压力机组运行 (operation of super-critical units)

超临界压力机组的运行与亚临界压力机组基本上相似, 其区别在于蒸汽参数更高, 工质特性有所变化, 以及由之带来的若干设备和运行上的特点。

工质变化特性 水的饱和温度随压力的提高相应增加, 而其汽化潜热则相应减少, 当压力达临界点时, 汽化潜热等于零。水的临界压力为 22.12 MPa, 在该压力下被加热至临界温度(相变温度)374.15℃时即全部从液相转为蒸汽, 不存在两相区, 即水变成蒸汽是连续的, 并以单相形式进行。超临界压力时的情况与临界压力时相同。在超临界压力下, 水到蒸汽的变化只经历加热阶段和过热阶段, 而无饱和蒸汽区。这就是和亚临界压力的实质性区别。正是这一特点, 决定了超临界压力锅炉只能采用直流锅炉。

更高的蒸汽参数 为了追求更高的热效率, 方法之一就是采用更高的蒸汽参数。国际上一般超临界压力机组的参数为: 主蒸汽压力 24.2 MPa, 主蒸汽温度 538℃, 再热蒸汽温度 538℃或 566℃。90 年代, 已投运了更高主蒸汽压力和主蒸汽温度的超超临界压力机组, 参数高达 31 MPa、600℃, 乃至更高, 且有进一步提高的趋势。

超临界压力机组根据其运行方式不同, 分为定压运行、变压运行和复合变压运行。近年来投产的超临界压力机组一般都采用变压运行或复合变压运行。对变压运行的机组来说, 启动和低负荷过程, 都处于亚临界状态, 一般设计成 75% 负荷以上才进入超临界状态。为此, 超临界压力锅炉还必须配置相应的启动系统, 以完成锅炉启动过程中参数从亚临界到超临界的转换。

超临界压力机组的高压部分, 集中在给水泵出口、高压加热器、省煤器、水冷壁、汽水分离器、各级过热器、主蒸汽管道、高压进汽阀门和汽轮机的高压缸部分。高温部分主要是锅炉过热器及其出口到汽轮机高压缸、再热器及其出口到汽轮机中压缸进口和前几级。这些部分的管道、阀门和设备由于其工作压力高, 按设计强度要求, 相对的材料壁厚增加, 工质的温度又很高, 故工况变化时的热应力问题就十分突出。近年来,

国际上发展了 P91 和 T91 的新钢种, 有较高的高温持久强度, 适用于蒸汽温度小于 600℃及以下的受热面和蒸汽管道。

运行特点 超临界压力机组运行, 在锅炉和汽轮机等主设备上各有一些特殊问题。

汽水分离器的干湿态转换 超临界压力锅炉在启动过程中, 启动系统的运行具有特殊的要求。锅炉进水后, 汽水分离器由水位控制阀保持一定水位。点火以后, 进入水冷壁的水受到加热, 开始产汽, 此时汽水分离器的作用相当于汽包, 处于湿态。汽水分离器分离出来的蒸汽进入过热器进一步加热, 水则回收, 或排放。随着燃烧率的增加, 产汽量越来越多, 分离器内水越来越少, 大约到 35% 负荷左右, 产汽量与进入省煤器的给水量相等, 汽水分离器已无水位, 由湿态转变为干态, 称之为干湿态转换。在启动过程中汽水分离器的水位是自动控制的, 当干湿态转换完成后, 各水位控制阀均处于关闭位置。

在分离器干湿态转换前, 存在一个汽水膨胀阶段, 即随着燃烧率的增加, 工质在进入分离器前的某一处已经开始汽化, 工质开始膨胀, 体积迅速增加, 在极短时间内冲入汽水分离器, 使分离器水位有一个幅度较大的突升, 称作汽水膨胀。汽水膨胀点的产生与燃烧率的大小、投入的速度及给水量等因素有关, 运行人员应对此阶段给予注意。这一点和亚临界压力直流锅炉相同。

分离器的干湿态转换是超临界压力锅炉启动过程中一个重要阶段, 要求运行人员掌握好燃料量的投入、分离器的水位稳定、锅炉各个受热面的温度变化及进入省煤器的给水流量不小于保证锅炉水动力的最小流量等等。

直流锅炉的煤水比 直流炉与汽包炉的不同还在于没有汽包起过渡缓冲作用, 给水流量、给水温度或给水压力的任何变化都会影响到锅炉出口的蒸汽参数变化。和亚临界压力直流炉一样, 超临界压力直流炉的运行要点也是掌握好燃料量与给水量之间一定的比例, 即煤水比。因为对直流炉来说, 燃料量与给水量之间存在一定的比例。当增加负荷时, 燃料量增加的同时, 给水量也应该相应地增加; 减少负荷时, 燃料量减少, 给水也应相应地减少, 保证燃料与给水的比例, 是直流炉控制汽温的操作原则。在锅炉控制系统的设计中, 煤水比是自动调节的。锅炉主控制器根据机组的负荷指令, 分别向燃料控制器和给水控制器发出与负荷指令相匹配的燃料指令和给水指令, 以保证煤和水按一定比例变化。

热应力控制 超临界压力机组因压力和温度都很高, 尤其采用变压运行, 厚壁部件和设备的热应力问题

显得特别重要。锅炉方面主要是汽水分离器和过热器联箱等部件；汽轮机方面主要是主蒸汽管道、汽轮机进汽阀壳、高压进汽喷嘴、调节级及高、中压转子。超临界压力机组大都在汽水分离器和过热器出口联箱、汽轮机高、中压转子装有热应力测量装置。它可通过测量金属内外壁温度差值的变化，算出相应的热应力，用于机组的监视、保护和控制。

超临界压力机组把热应力作为机组启动时升速率及并网后负荷变化率的控制依据。一旦热应力达到预先设定的较高的值，升速率将减小，直到零，停止升速，进行暖机。机组并网后，负荷变化率也要受关键部件热应力的限制。例如：过热器出口联箱的热应力超过规定值，机组主控发出的负荷变化率指令就将降低，直到负荷变化率为零，停止负荷变化，使热应力处于正常范围。

在机组起停或正常运行时，如果出现热应力升高，一旦高到一个预先设定的值，热应力监视装置会发出报警。当热应力高到安全运行范围以外，热应力装置在发出报警的同时，还会自动停机。

高压加热器因其工作压力高，管板壁厚增加，热应力的控制非常重要，直接影响其工作寿命。在高压加热器的投入和切除过程中，运行操作的重点是要控制好温度的变化率，以此对高压加热器进行寿命管理，一般应做到随机启动。

蒸汽氧化和汽轮机的固体硬粒冲蚀 (solid particle erosion, SPE) 锅炉高温过热器、高温再热器和高温蒸汽管道常用的金属材料，在蒸汽温度达 500℃ 以上时，金属管内壁将被蒸汽氧化，只是其生成氧化皮的速率和剥落的难易程度随金属材料特性和运行的温度而有所差异。由于氧化皮与金属母体的膨胀系数不同，当管子金属温度大幅度变动时，氧化皮就可能剥落。国外对于不锈钢的蒸汽氧化研究表明，奥氏体不锈钢接触高温蒸汽时，也将在其表面生成 Cr 的氧化物，铁扩散到其缺陷部位而生成氧化铁，而氧扩散到内部则形成氧化皮内层。超临界压力锅炉因蒸汽温度的不断提高，高温过热器、高温再热器也将采用奥氏体不锈钢。不锈钢管内壁金属铁被蒸汽氧化而发生的纯化学腐蚀，将生成具有双层结构的腐蚀产物，外层主要为磁性氧化铁 (Fe_3O_4)，内层由含 Fe、Ni、Cr 的尖晶石型氧化物组成。蒸汽温度越高，其腐蚀反应更强。随运行时间推移，氧化皮增至一定厚度 (约 50 μm) 以上时，其外层氧化皮在锅炉停炉冷却过程中，350℃ 以下即会发生急剧剥离；而在启动升温过程中达 200~300℃ 附近也会发生剥离。前者如大量剥落将可能造成过热器 (再热器) U 形管下部弯曲部位堵塞，而在锅炉启动时造成超温爆管；停炉和启动时剥落的颗粒也可能随高压高

速的蒸汽流携带 (见蒸汽携带)，在汽轮机喷嘴和叶片上产生固体硬粒侵蚀。

根据文献记载，对各种不锈钢试验结果：①蒸汽氧化速度比大气氧化速度快 10~20 倍；②氧化皮的生成和剥落一般发生在蒸汽温度 480℃ 以上的锅炉；③蒸汽氧化与金属晶粒度有密切关系。晶粒度愈粗，氧化愈甚，氧化皮愈厚；④金属含 Cr 量增大，则氧化量减少。目前，为减少氧化皮的生成和防止其剥落造成事故，在制造和设计上采取一定措施：如锅炉高温蒸汽部位选材上采用细晶粒的不锈钢 (如日本的 347H 钢) 管、在管内壁喷涂耐腐蚀材料 (如 Cr)、进行铬酸盐钝化处理或表面抛光等；在汽轮机方面则可能采取全周进汽的启动方式直到带一定比例的负荷，增大第一级喷嘴与动叶的轴向间隙，改变第一级叶片的型线或对其进行表面硬化处理等措施；对于已投入运行的机组，在超临界压力锅炉的汽温控制中不应造成过热蒸汽或再热蒸汽超温以减少氧化皮的生成；在启动时充分利用旁路系统，把可能剥落的颗粒通过旁路系统直接排入凝汽器，减少对汽轮机的硬粒侵蚀；在停炉检修时应用 γ 射线检查过热器及再热器的 U 形管下部是否有氧化皮积聚；在汽轮机开缸检修时重视检查是否受到硬粒侵蚀，以便采取相应措施等。

给水品质 超临界压力锅炉的给水品质要求与亚临界压力直流炉比较相差不大，但为了充分发挥其超临界机组高效率的优越性，希望有更高的可用率。因此：①考虑到超临界压力锅炉使用的合金钢较多，为减少其腐蚀，并减少汽轮机叶片的盐垢，运行中给水的电阻率宜控制 $< 0.10 \mu\text{S}/\text{cm}$ (国标期望值为 $\leq 0.15 \mu\text{S}/\text{cm}$)；②超临界状态下，Cu 的溶解度更高，而含有 Cu 的结垢更难消除，因此，运行中宜控制 Cu 维持在 $1\mu\text{g}/\text{L}$ 的水平，不大于 $3\mu\text{g}/\text{L}$ ，加热器系统宜设计成无铜系统；③钠应 $\leq 5\mu\text{g}/\text{L}$ ；④二氧化硅应 $\leq 10\mu\text{g}/\text{L}$ ；⑤为了减少给水加热器和锅炉本体 (省煤器、水冷壁) 的腐蚀产物，减缓其结垢速率，锅炉水处理宜采用加氧联合水处理 (CWT) 方式，使之在碳钢管内壁 Fe_3O_4 表面形成致密、光滑、可溶性很低的 Fe_2O_3 保护层，有效抑制碳钢管的腐蚀；并能使锅炉本体的压降经常维持在近于设计值水平；能使锅炉清洗的周期延长至十年及以上。(见给水处理)

参考书目

[B] 小若正伦著，袁宝林，近家驹，朱应扬译，金属的腐蚀破坏与防蚀技术，北京：化学工业出版社，1988

chaolingjie yali qilunji

超临界压力汽轮机 (supercritical pressure

steam turbine) 新蒸汽压力高于临界压力值(22.12MPa)的汽轮机。其中通常又将新蒸汽压力高于27.0 MPa的汽轮机称为超超临界压力汽轮机。目前较多采用的超临界压力值为24.0~25.0 MPa。

当汽轮机输出功率、新蒸汽及再热蒸汽温度、排汽压力等与亚临界压力汽轮机相同时,采用超临界压力可以提高汽轮机的效率,但高压部件壁厚的增加或采用耐热合金钢将导致造价上升,并对运行产生一定的影响。

对汽轮机效率的影响 采用超临界压力蒸汽后,汽轮机通流部分中的理想焓降增加,蒸汽流量减少,排汽损失相应地降低,有利于提高汽轮机效率;但由于蒸汽密度增加,流量减少,调节级及高压级叶片高度降低致使级效率下降;另还会导致排汽端湿汽损失、高压汽封漏汽损失及给水泵功耗增加等,因此采用超临界压力对汽轮机组的热效率亦有一些负面影响。为此在采用超临界压力时应尽可能地提高新蒸汽与再热蒸汽温度并相应地提高机组容量。超临界压力机组的新蒸汽和再热蒸汽温度选用范围为538~600℃,机组容量一般在500~600 MW以上。新蒸汽压力在16.6~31.0 MPa及新蒸汽与再热蒸汽温度在535~600℃范围内时,新蒸汽压力每提高1 MPa,汽轮机的热耗率下降0.18%~0.29%。一般当新蒸汽和再热蒸汽温度为538℃时,新蒸汽压力从16.5 MPa提高到24.0 MPa,汽轮机净热耗率下降2.0%,如果再将新蒸汽、再热蒸汽温度提高到590℃,净热耗率还可下降2.5%,若采用二次中间再热,净热耗还可下降约1.6%。

对运行的影响 主要包括对负荷适应性、轴系稳定性的影响。见超临界压力机组运行。

对负荷适应性影响 新蒸汽压力提高导致主蒸汽管道、导汽管、主汽阀、高压调节阀喷嘴组、高压内外汽缸等承压部件的壁厚增加,金属材料内部温度场和应力场的不均匀性增加,直接影响了汽轮机组起停及调峰运行的灵活性。为此高压内、外缸采用高窄波形法兰、内缸采用圆筒形汽缸或内外缸均采用圆筒形(见汽轮机汽缸)更显示其必要性。

对轴系稳定性的影响 蒸汽密度提高,使汽轮机径向动静间隙不均匀性变化导致转子自激振动的敏感性增加,由此引起的振动现象称蒸汽激振。(见轴系稳定性)

固体硬粒冲蚀 当新蒸汽温度高于480℃、压力大于8.5 MPa时,就可看到锅炉管道和蒸汽导管的剥落氧化物对汽轮机喷嘴造成的冲蚀,当压力达到超临界值时,这种冲蚀是必然的。为此可在锅炉管壁、喷嘴和叶片上采用涂层,也可用加大动、静叶间隙的方法减轻其影响。(见超临界压力机组运行)

(chaoshengbo fanshang)

超声波探伤 (ultrasonic inspection) 利用金属材料或构件自身及其缺陷的声特性对超声波传播的影响,来检测金属或构件内部缺陷的一种无损探伤技术。根据超声波束在传播路径上被缺陷阻挡而形成的声影原理,1936年制成穿透式探伤仪。1940年,美国首先制出了反射式超声波探伤仪。超声波探伤技术广泛应用于电力、石油、铁路、航空、航天、化工、机械、冶金等工业部门。

原理 超声波是频率高于20 kHz的机械波,在介质中传播具有方向性。工业检验常用的频率为0.5~12 MHz。从超声波探伤的原理上分有穿透法、共振法和脉冲反射法三种。目前应用最广泛的方法是脉冲反射法。脉冲反射式探伤仪的工作原理如图1所示。电脉冲发生器产生高频电脉冲,加到由压电晶片制成的换能器(常称为超声波探头)上,换能器将电能转变成高频机械振动,机械振动透过声耦合介质(通常为水或油)传入构件材料,并在其中传播形成超声波脉冲。超声波脉冲遇到缺陷或异质介面时,部分声能沿原路返回换能器,再转变成电信号。电信号经放大后显示在荧光屏上。根据反射波在荧光屏上的位置和幅度,即可确定缺陷在工作中的位置和缺陷的大致尺寸。

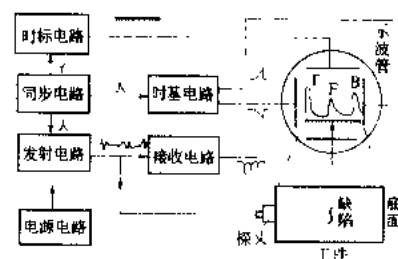


图1 脉冲反射式探伤仪的工作原理

显示方式 脉冲反射式探伤仪,按显示方式可分为A型、B型和C型显示。A型显示为荧光屏上纵坐标代表反射波的幅度,横坐标代表超声波的传播时间,荧光屏显示是脉冲波型。B型显示接收信号以亮点(或暗点)表示,纵坐标代表超声波传播时间,横坐标代表探头位置,荧光屏显示出缺陷在工件截面上的分布图形。C型显示则给出缺陷的水平投影图,但不能显示缺陷的深度。普通探伤仪都是A型显示脉冲反射式探伤仪。C型显示仪器上配以聚焦换能器,可以给出缺陷的存在范围,能较准确地测定缺陷尺寸。

探头 普通超声波探头都是采用压电晶片加阻尼吸声材料封装后制成。它发射的超声波集中于某一角度之内(见图2)。从图2中可以看出,晶片附近除主声束外,还有数个副声束,而且主声束轴线上的声压是起伏变化的,出现几个极大值,这一区域称为近场区。

近场区不太适合于探伤。近场区以外为远场区。在远场区中,声束轴线上的声压随至探头的距离增加而单调变化,采用声透镜或球面晶片可会聚声束,制成聚焦探头。

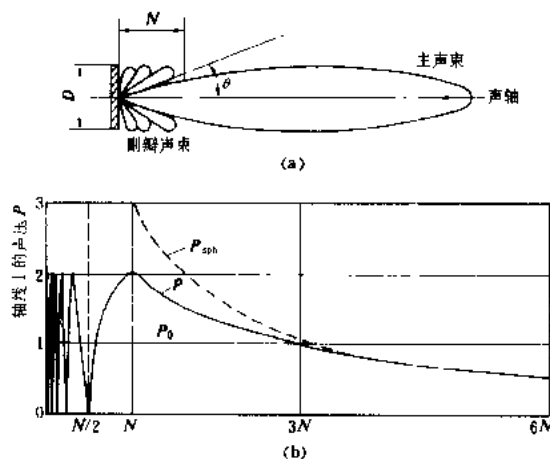


图2 探头辐射的超声场

(a) 圆盘源在液态介质中的声场;(b) 在固态介质中圆盘源轴线上的声压分布曲线

波型 超声波有纵波、横波、表面波、板波和爬波等波型。当超声波在一介质中传播到界面或遇到另一介质时,将发生声波的反射、折射及波型转换现象。反射波的反射角,折射波的折射角与入射波的入射角之间的关系,遵守几何光学中的反射定律和折射定律。当第二种介质为固体时,折射波分离为折射纵波和折射横波。使折射或反射的折射角或反射角为 90° 的入射角,称为临界角。普通压电晶片发射的超声波一般为纵波,通过波型转换,可获得需要的横波、表面波或其他波型。横波波长约为同频率纵波波长的 $1/2$,探伤灵敏度较高。表面波能量集中在工件表面附近传播,特别适合于检查表面裂纹。

技术指标 超声波探伤最重要的两项技术指标是探伤灵敏度和缺陷分辨率。灵敏度是指在特定的仪器和探头的条件下,可发现的最小缺陷尺寸。分辨率是指仪器和探头可区分相邻两个缺陷的能力。

标定 为了校验调整仪器和标定缺陷尺寸,常用与被检构件材质相同或相近的材料加工成带有人工模拟缺陷的样块作为参考试块,经主管部门认可的称为标准试块。

从缺陷反射回换能器的超声波能量,不仅与缺陷尺寸有关,而且与缺陷的位置、性质、形状以及方向有关。后者多为需检验的未知数。因此,超声波反射法不能准确地给出缺陷的真实尺寸。超声波探伤采用“当量尺寸”这一术语。当缺陷的回波声压与同样探测条件下一个人工缺陷的回波声压相等时,该人工缺陷

的尺寸即称为所发现缺陷的当量尺寸。确定当量尺寸采用试块比较法,也可绘制定量曲线备查。常用的定量曲线有“距离-振幅校正曲线”和“归一化的距离-振幅当量尺寸曲线”(简称DGS图)。实践表明,真实缺陷尺寸常为当量尺寸的 $1\sim 3$ 倍,个别情况可能更大。近年来开发并投入使用的聚集探伤和超声波成像技术,可以有效地测量真实的缺陷尺寸并获得缺陷的图像。

适用范围 只要不是多层多孔材料,几乎均可用超声波检验,它可以判断多种构件的多种缺陷。超声波探伤可检验的构件厚度大,灵敏度高,尤其是对检验运行构件的裂纹更有效,在电力工业中已成为保证电力设备安全运行的重要检验手段。例如汽轮机汽缸、调速汽门、主汽门及管道法兰的高温紧固螺栓,长期在高温高应力条件下使用,容易产生裂纹,利用超声波可实现不拆卸检验;汽轮机叶轮轴向键键槽,承受很大的切向应力和径向应力,长期运行后容易产生裂纹,使用斜探头横波探伤法,可以检出并较准确地测定其尺寸。汽轮机转子和发电机转子中心孔表面运行中所受应力很大,用聚集超声波探伤从中心孔对转子进行缺陷的检查。采用横波、表面波和纵波可以不拆卸检验多种叶片的根部和工作面裂纹。超声波探伤还广泛用于锅筒、联箱、管道等焊缝的质量检验,以补充射线检验的厚度小、裂纹容易漏检的不足。近几年研制成的半自动与自动探伤仪,成功地实现了从汽轮机转子中心孔全面检验转子质量,以及对叶轮的自动探伤和对发电机护环、铸造三通阀门等部件的超声探伤。

choosu

超速 (over speed) 发电机突然甩负荷或其他原因使机组转速飞升达到超速保护动作值。转速超过汽轮机超速保护动作值仍继续飞升的称严重超速。超速保护定值为额定转速的 $111\%\pm 1\%$,附加超速保护定值为额定转速的 $112\%\sim 115\%$ 。机组超速表明汽轮机调节系统有故障。严重超速可造成机组损坏。

超速原因 发电机甩负荷,汽轮机调节汽门未能及时关闭或关闭不严,均可引起超速。在机组具有超速隐患的条件下,若超速保护或主汽门拒动,任一因素均可造成机组的严重超速。蒸汽从抽汽逆止门倒流入汽轮机内也可引起机组超速或严重超速。调节、保安系统设计或调整不当,调节、保安部套卡涩,汽门严密性差以及运行人员误操作等是造成调节、保安系统工作不正常,引起机组超速或严重超速的主要因素。

防止超速措施 主要有：①认真进行调节、保安系统各项常规试验，机组大修后应进行调节系统静态试验，新机组投产后要求进行调节系统动态特性试验，运行中应进行汽门活动试验以及危急保安器试验，定期检查汽门的严密性；②合理调整和整定调节、保安系统各项定值；③加强蒸汽品质的监督，防止蒸汽带盐使汽门门杆结垢，油中带水使调节、保安部套锈蚀卡涩；④加强检修、运行的维护管理和人员的培训；⑤解列发电机时最好采用先手动脱扣，确认发电机电流倒送，再解列发电机，以避免由于汽门不严或卡涩造成机组超速或严重超速。

chendianchi

沉淀池 (settling tank) 利用重力沉降作用使水中的悬浮物或絮凝物沉降分离的一种设备。原水悬浮物含量很高时，沉淀池可以作为预沉淀设备，使之有利于后继的水处理工艺过程。

沉淀池有间歇式和连续式，前者是由混凝土、沥青或黏土等铺设成的水池。原水在池中静置一段时间后，即可将清水进行下一步处理。池形可根据地形适当安排，池的占地面积较大，故仅适用于出力不大的小型水处理使用。连续式沉淀池中的原水是在流动过程中使悬浮物或絮凝物沉淀下来，连续供水。

为了提高沉淀效率，缩短沉淀时间，减少沉淀池体积，改善出水水质，可在池上加设斜板或斜管，但斜板、斜管内容易生长微生物，维护工作量较大。

为了对澄清池的运行工况进行严格地监督，必须使用在线仪表。使用温差测定仪可以防止澄清池“翻池”；使用加药剂量控制装置可以控制混凝剂的加药量；使用自动排泥装置可以自动保持泥渣层的高度；使用低浊添加剂可以增加活性泥渣的浓度，改善出水水质。

按池内水流方向可分为平流式（卧式）沉淀池、竖流式沉淀池和辐流式沉淀池三种。

平流式（卧式）沉淀池 原水流过一截面较大的通道，使悬浮物在水向前的流动过程中下沉（见图1）。最常用的是长方形的池子，可分为进水区、沉淀区、出水区和泥渣区四个部分。进水区设有多孔隔墙，以防止冲起池底泥渣。沉淀区的大小应能保证有合适的水平流速和足够的停留时间。底部泥渣区为斜坡结构，以便在

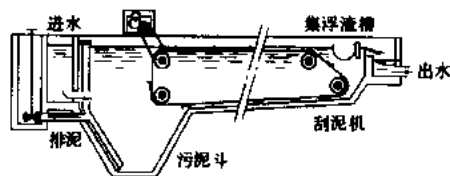


图1 平流式沉淀池

运行中定期排除积存的泥渣。出水区在池的上部，有出水堰使清水均匀流出。该池构造简单，沉淀效果好，工作性能稳定，使用较广泛，但占地面积大，除浊效率低。用于废水处理时，若泥渣较多，可加设刮泥机排除泥渣，以提高沉淀池工作效率。

竖流式沉淀池 池体平面为圆形或方形。原水（或废水）由池中心的进水管自上而下流入池中，进水的出口下设伞形挡板。使水在池中均匀分布，然后沿着池的整个断面慢慢上升（见图2）。悬浮物在重力作用下沉淀到池底锥形泥渣斗中，澄清水从池上部溢流堰中排出。这种池占地面积小，但深度大，池底为锥形。

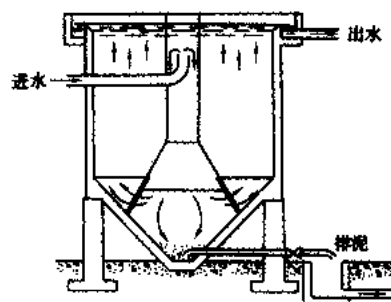


图2 竖流式沉淀池

辐流式沉淀池 池体平面为圆形，直径较大（20~100m），但深度不大，池中心水深不大于4m，周边水深不小于1.5m。原水（或废水）自池中心进水管入池，沿半径方向向池周缓慢流动（见图3）。悬浮物在流动中沉降，并沿池底坡度进入泥渣斗，澄清水从上部溢流入出水渠送出。泥渣较多时，可采用刮泥机去除。

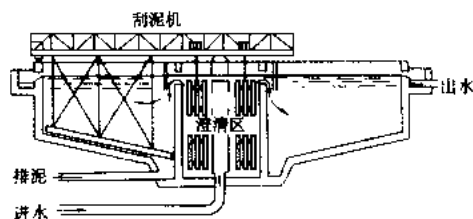


图3 辐流式沉淀池

chenjiwu

沉积物 (deposit) 锅炉受热面、热力系统管道和汽轮机通流部分内表面附着的水垢、腐蚀产物、积盐和沉渣等的总称（见水垢、腐蚀、积盐）。

chengyajiàn lièwén chuli

承压件裂纹处理 (repair of cracks on pressurized components) 由于设计、制造、安装、运

后,应予更换。另外一些有时效脆化的管道材料易发生脆性破裂,对此,在处理缺陷时应改进热处理工艺,以提高金属金相组织的稳定性。

Chengshu shuangliu xunhuan

由美籍华人程大猷先生提出的一种以空气和水蒸气两种流体为工质的燃气-蒸汽联合循环,又称注蒸汽燃气轮机循环,简称STIG循环。其循环系统如图1所示。它的主体设备与余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环相近,但在余热锅炉之后不再装设汽轮机及其循环系统。那时,在余热锅炉中产生的过热蒸汽被送回到燃气轮机燃烧室中去,与压气机送来的空气一起,被加热到燃气透平的初温 t_3 ,随后,共同进入到燃气透平中去膨胀做功。由燃气透平排出的燃气与水蒸气混合物的热量在余热锅炉中传递给补给水,使其变成过热蒸汽后,再返回到燃气轮机燃烧室中去参与循环。

1 发电机; 2—压气机; 3—燃烧室; 4—燃气透平;
5—余热锅炉; 6—除氧器; 7—水处理设备

从热力学的角度看,该循环的本质与余热锅炉型燃气—蒸汽联合循环相似。它把燃气轮机的布雷顿循环与汽轮机的兰金循环并联地结合起来,在同一台透平中加以实现。此外,蒸汽循环中蒸汽的压力比较低,而初温和膨胀背压却很高。

该循环的热效率 η
和比功 w (kJ/kg) 是以

• 52 •

下五个独立参数的函数,即: $\eta = f_1(\tau, \varepsilon, \Delta T_P, T_g, x)$, $w = f_2(\tau, \varepsilon, \Delta T_P, T_g, x)$ 。式中燃气轮机的温比 $\tau = T_4/T_1$; 燃气轮机的压比 $\varepsilon = p_2/p_1$; 余热锅炉的节点温差 $\Delta T_P = T_7 - T_3$; 余热锅炉出口的主蒸汽温度 T_g ; 进入透平的蒸汽流量 G_s 与空气流量 G_a 的比值 $x = G_s/G_a$ (但 x 值不能取得过大, 否则 ΔT_P 将为负值, 这是不允许的)。该循环的性能如图 3 所示。由图可知: ① τ 是影响循环性能的关键参数, 随着 τ 值的提高, η 和 w 都会明显地增大; ② τ 值选定后, 相应于每一个 x , 都有一个获得最大效率的压缩比 ε_η 和一个获得最大比功的压缩比 ε_w , 但 $\varepsilon_\eta > \varepsilon_w$; ③ 当 τ 和 ΔT_P 选定后, 则存在一个使 η 为最佳值的 x_η , 随着 τ 值的增大和 ΔT_P 值的

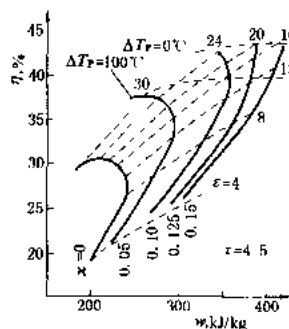


图 3 程氏双流体循环的性能图

减小, x_η 值是增大的; ④ 当 τ 和 ε 选定后, 随着 x 值的增大, η 值将单调地提高, 而节点温差 ΔT_P 将相应单调地减小; ⑤ 当 τ 值一定时, x 对比功 w 的影响最大, 随着 x 值的增大, w 值将不断地增大, 在理论上直到 $\Delta T_P = 0$ 时为止; ⑥ η 将随 T_g 的增高而加大。

与余热锅炉型联合循环相比, 程氏双流体循环的性能具有以下一些特点: ① 当余热锅炉的 ΔT_P 选定后, 程氏双流体循环的效率 η 将比余热锅炉型联合循环的低, 这是由于所注的蒸汽在燃气透平中膨胀压比较小的缘故。只有当 τ 和 ε 增大后, 两者的差值才能逐渐减小。② 当 τ 和 ΔT_P 选定后, 随着 ε 的提高, 两种循环的效率都会出现最大值, 但余热锅炉型联合循环的最佳压缩比 ε_η 将略低于程氏双流体循环。当然, 这两种循环的 ε_η 都要比简单循环的燃气轮机者低。③ 当 ΔT_P 选定后, 程氏双流体循环的比功必然要比余热锅炉型联合循环的高。④ 程氏双流体循环的变工况性能比较好。当它用作热电联产的机组时, 可以在燃气初温 T_g 基本恒定的条件下, 通过调节回注燃烧室蒸汽流量 G_s 的方法, 广泛地调整热负荷, 使机组的 η 始终很高, 而且能有更大的电/热比的变动范围。

该循环的优点是: ① 设备简单, 无需汽轮机及其循环系统; ② 相对于简单循环的燃气轮机而言, 可以提高循环效率, 虽然其提高的程度略逊于余热锅炉型的联合循环; ③ 机组的比功大; ④ 变工况特性好。该循环主要缺点是: 蒸汽连续地排向大气, 难于回收, 故需要设置较大容量的水处理设备, 以便向余热锅炉连续补充软水。通常, 其耗水量要比余热锅炉型联合循环多

38%左右。回注蒸汽用水的消耗量大约为压气机进气量的 10%~13%, 或 0.4~2 kg/kW。

chengqiangqi (chi)

澄清器 (池) (clarifier) 除去原水中的悬浮物和胶体颗粒的水处理设备, 可用于锅炉补给水、工业水和循环冷却水补充水的处理。原水澄清的目的: 一是促使一些较大的颗粒迅速沉降; 二是使一些微小的黏土和胶体颗粒能够较快地沉淀下来。在澄清池内同时完成混凝的化学反应、絮凝和沉淀过程。

工业用澄清器将混凝过程产生的细小絮凝物通过活性泥渣层的吸附、过滤和催化反应, 聚集成较大颗粒, 能提高澄清的效率, 减小设备容积, 缩短停留时间 (可从平流式的 6h 缩短到 1~2 h)。

澄清器的型式较多, 其结构类型主要有泥渣悬浮式和泥渣再循环式两种。

泥渣悬浮式澄清器 可分为两种: 一是运行中保持一层悬浮泥渣层的澄清器; 二是运行中利用泥渣层周期性的下沉和上升运动, 呈脉冲状态的脉冲澄清器。

悬浮型澄清器 其结构见图 1。原水经过空气分离器, 通过喷嘴与器壁成切线方向进入澄清器下部的混合区 (药液也以切线方向加入和水充分混合), 先后通过多孔的水平隔板和垂直隔板, 防止水流均匀向上流动和消除水的旋转, 并使水和药剂进一步混合后进入反应区。上部过渡区截面由下向上逐渐扩大, 水的流速逐渐减低, 泥渣逐渐沉降并与水分离。最上处出水

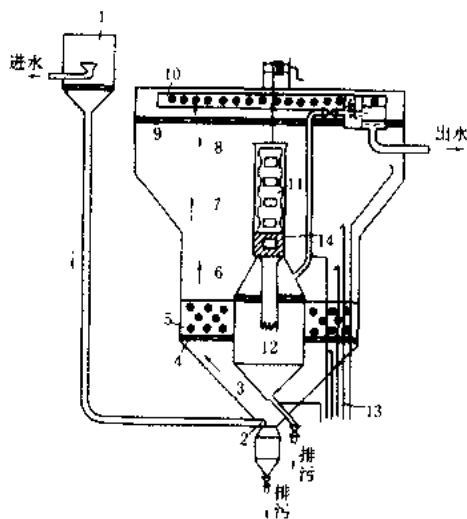


图 1 悬浮型澄清器

1- 空气分离器; 2- 喷嘴; 3- 混合区; 4- 水平隔板; 5- 垂直隔板; 6- 反应区; 7- 过滤区; 8- 出水区; 9- 水栅; 10- 集水槽; 11- 排泥系统; 12- 泥渣浓缩器; 13- 采样管; 14- 可动罩子

以, 截面积最大, 水的流速最低, 清水通过水栅和集水槽均匀地流出。在澄清器中部设有调节泥渣层高度的垂直圆筒形排泥系统, 含有泥渣的水进入泥渣浓缩器后, 因浓缩器内的上升流速很低, 泥渣下沉, 其中的清水从浓缩器的顶部排出。当浓缩器内的泥渣过多时, 从澄清池的底部排除。此设备可用于石灰处理。

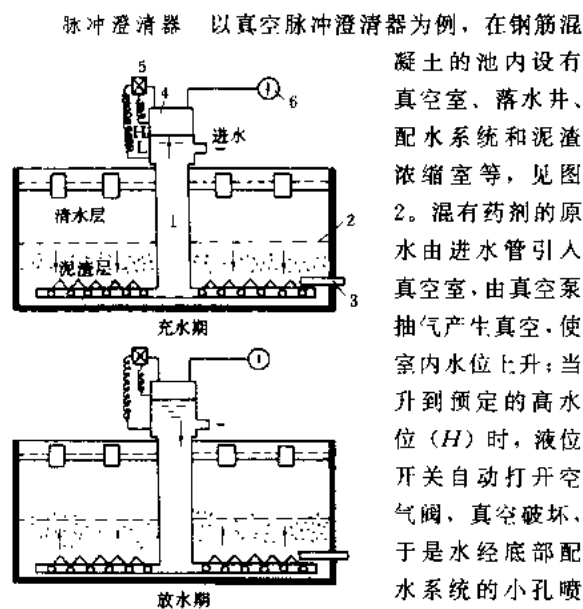


图2 真空脉冲澄清池

1—落水井; 2—集泥室上缘; 3—排泥管; 4—真空室; 5—空气阀开关; 6—真空泵

吸附、过滤, 通过泥渣层的清水, 经集水管送出。当真空室水位下降到预定的低水位(L)时, 电磁阀自动关闭, 真空泵继续抽气, 真空室水位又上升, 进入下一脉冲周期。其优点为: ①设备造价低, 维护方便; ②设备大部分可用钢筋混凝土制成, 避开了金属腐蚀问题; ③可因地制宜设计各种形状; ④池的深度较小, 一般为4.5~5 m。

泥渣再循环式澄清池 按泥渣循环的动力不同, 可以分为机械搅拌式澄清池、水力循环式澄清池等。

机械搅拌式澄清池 如图3所示, 原水由进水管进入截面为三角形的环形进水槽, 均匀地流入澄清池第一反应室(又称混合室), 利用搅拌器使进水和大量回流泥渣混合均匀后进入第二反应室, 使絮凝体长大, 然后流入上部的导流室再到分离室, 水与泥渣分离后, 清水流入集水槽并送出。药剂可以直接加到进水管中, 也可加到配水槽中。分离出来的泥渣大部分回流到第一反应室, 再循环利用, 部分泥渣进入浓缩室定期由排泥管排出。

水力循环式澄清池 利用进水本身所具有的能量

来完成泥渣再循环, 见图4。药剂加到进水管中或泵

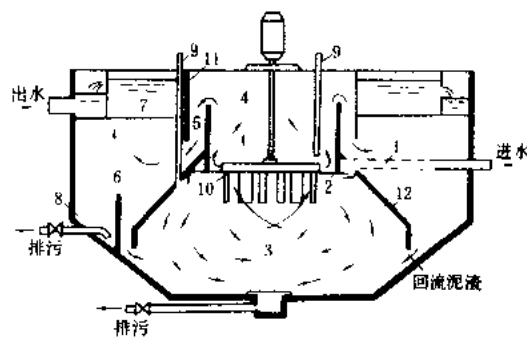


图3 机械搅拌式澄清池

1—进水管; 2—进水槽; 3—第一反应室(混合室); 4—第二反应室; 5—导流室; 6—分离室; 7—集水槽; 8—泥渣浓缩室; 9—加药管; 10—机械搅拌器; 11—导流板; 12—伞形板

的吸入侧。进水通过喷嘴高速冲出, 进入喉管, 使其进口处形成负压, 吸入大量回流的泥渣, 在喉管中充分混合, 进入反应室时就会很快形成良好的絮凝体。在分离室内, 水与泥渣分离, 清水向上经集水槽流出。由分离室里分离出来的泥渣大部分回流到底部再循环, 小部分经泥渣浓缩室排出。其主要优点是设备结构简单, 运行管理方便。缺点为在低出力下运行时, 泥渣循环量减少, 影响出水质量。

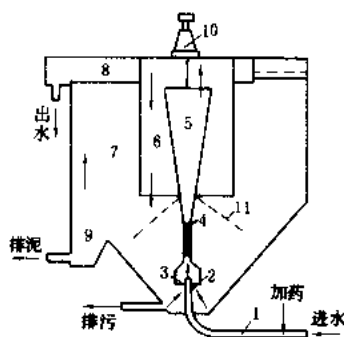


图4 水力循环式澄清池

1—进水管; 2—喷嘴; 3—混合室; 4—喉管; 5—第一反应室; 6—第二反应室; 7—分离室; 8—集水槽; 9—泥渣浓缩室; 10—调节器; 11—喇叭口

减少, 影响出水质量。

chiner-terfeng-kuangre

池内沸腾换热 (pool boiling heat transfer)

液体(工质)在大空间容器内受热并在固液界面上发生相变产生蒸汽的换热过程, 又称大容器沸腾换热。由于形成的蒸汽泡尺寸相对于容器空间来说很小, 而且沸腾着的液体除去受自然对流作用外, 不存在其他引起液体流动的因素, 所以池内沸腾换热主要受热负荷和介质物性所控制。

机理 沸腾时蒸汽泡是在受热面上形成的。液体通过壁面受热, 当其温度达到并超过饱和温度后壁面上便形成发泡点(细小的凹陷处), 由此产生蒸汽泡,

接着蒸汽泡长大、脱离或溃灭,所以也把这种沸腾称为蒸汽泡式沸腾。随着热负荷增大,壁温增高,发泡点增多,发泡频率加大,沸腾变得愈趋剧烈,直到形成的蒸汽泡在受热面上某些部分连成一片,此处即达到所谓临界状态。此时的热负荷称为临界热负荷或临界热流率。达到临界时,受热面被蒸气层所覆盖,蒸汽泡则在气液分界面的液侧形成,此时的沸腾称为膜沸腾。达到临界后,如果继续增加热负荷,且热负荷不受沸腾换热影响时,则受热面上突然形成大面积的蒸气膜,成为典型的膜沸腾,壁温大幅度增高;或者热负荷受换热机制的影响,由于蒸气膜换热能力低而下降,则在受热面上形成断续出现的不连续的蒸气膜,壁温逐渐增高,直到在较低的热负荷下汽膜连成一片而达到膜沸腾,以后则随壁温升高,热负荷又逐渐增大。上述两种形成膜沸腾的过程,属于两种不同的受热方式。锅炉辐射放热和核裂变释热属于前者,普通对流换热器属于后者。池内沸腾换热包括汽泡沸腾和膜沸腾。一般换热设备主要是汽泡沸腾,在钢材淬冷和热处理中会出现膜沸腾。

沸腾曲线 池内沸腾换热可以用沸腾曲线(Nukiyama曲线)描述。某介质的池内沸腾曲线图(见图)。坐标为热负荷 q [kJ/(m²·h)]和壁面过热温度 ΔT_s (即壁温 T_w 与介质饱和温度 T_s 之差)的对数。当介质在饱和温度以下(过冷)A点受热时,随 q 增大, ΔT_s 增高,属于单相换热。达到B点后,壁面出现蒸汽泡,开始沸腾,自此进入汽泡沸腾。直到C点达到临界状态。 q 再增大,且不受换热影响时,则壁温突然增大到E'点(膜沸腾区),出现壁面金属超温现象。以后随 q 增大壁温向更高发展(E点)。如果由于蒸气膜传热弱化而影响热负荷,并使其降低时,则 q 由C点下降,出现局部的断续的膜沸腾,直到D点形成连续蒸气膜,成为典型的膜沸腾,此后随 T_w 增大,按膜沸腾规律由D经E'向E向发展。CD段是间断的不连续的蒸气膜阶段,称为过渡沸腾。

池内沸腾换热除受介质物性影响外,还受加热面材料性质的影响。为了提高换热能力和增大临界热负荷,常对换热面进行各种处理,如涂覆盖层,表面加工,使用特殊材料,改变介质对壁面的润湿能力等。从沸腾曲线图可知池内沸腾换热特性常以 ΔT_s 与 q 的相关性来表示。对汽泡沸腾区,用延斯洛特斯(Jens-Lottes)公式表示:

$$T_w - T_s = \Delta T_s = \Psi q^n \quad (1)$$

指数 $n=0.25\sim 0.5$, Ψ 则与介质物性和换热面材料有关。很多人根据式(1)对池内汽泡沸腾进行了试验研究。常用的是W.M. 罗森瑙(W.M. Rohsenow)于1952年利用因次分析整理试验数据得到的公式

$$\frac{c_L (T_w - T_s)}{h_{LG}} = C_s \left[\frac{q}{\mu_L h_{LG}} \left\{ \frac{\sigma}{g(\rho_L - \rho_G)} \right\}^{\frac{1}{2}} \right]^r \left(\frac{c_L \mu_L}{\lambda_L} \right)^s \quad (2)$$

式中 c_L 、 μ_L 、 λ_L 、 ρ_L 为液体在饱和状态下的比热容、黏度、导热率和密度, h_{LG} 、 σ 、 ρ_G 为汽化潜热、表面张力和蒸汽密度。对照式(2)可知式(1)中 $n=r$,而 Ψ 为 C_s 与介质物性的函数。式(2)中 $r=0.33, s=1.0$ (对水,对其他介质为1.7),而 $C_s \approx 0.003\sim 0.015$,加热面材料的性质和加工程度对 C_s 影响很大。

临界热负荷 为保证设备安全,要求实际热负荷小于临界热负荷的40%~50%。N. 朱伯(N. Zuber)于1959年根据亥姆霍兹(Helmholtz)失稳速度和泰勒(Taylor)失稳波长建立了下述估算池内沸腾的临界热负荷 q_c 的计算公式:

$$q_c = Ah_{LG}\rho_G' \left[\sigma(\rho_L - \rho_G)g \right]^{\frac{1}{4}} \left(\frac{\rho_L}{\rho_L + \rho_G} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3)$$

式中系数 A 与受热面布置方式有关。对水平面, $A=0.18$;对垂直面, $A=0.144$ 。前苏联C.C. 库塔捷拉泽(C.C. Kutateladze)1951年用因次分析法得到同样公式,系数 $A=0.16$ 。以上公式未考虑受热面的加工状态、介质中是否存在不凝性气体以及污垢的存在与否。经过精细加工和覆有污垢层的受热面 q_c 会提高,而不凝性气体的存在会使 q_c 降低。因此公式的计算值可能有20%的误差,这正是要使设计热负荷要远低于临界热负荷的原因。

与临界热负荷(沸腾曲线中的最高点)相对应的最低膜沸腾热负荷 q_{min} (曲线中的最低点,即D点)可用式(4)估算:

$$q_{min} = 0.09\rho_G'h_{LG} \left[\frac{g(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L + \rho_G} \right]^{\frac{1}{2}} \left[\frac{\sigma}{g(\rho_L - \rho_G)} \right]^{\frac{1}{4}} \approx 0.5q_c \left(\frac{\rho_G}{\rho_L} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

式中 ρ_G' 为蒸气膜中的蒸气相密度,由于蒸气膜可能处于过热状态,所以 ρ_G' 小于饱和蒸汽密度 ρ_G 。在按下述膜沸腾换热公式的关系在坐标图中画出膜沸腾曲线后即可按式(4)确定D点。C与D的连接线即为过渡沸腾特性线。

池内沸腾的膜沸腾换热系数 α_m 可按布罗姆利(Bromley)公式计算:

$$\alpha_m = C_2 \left[\frac{\lambda_G^3 \rho_G (\rho_L - \rho_G) h_{LG}}{\mu_G \Delta T_s D} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (5)$$

式中 $C_2 = 0.62$; λ_i 为蒸汽导热系数; D 为管外径 (受热面为管外壁时)。对于水平板状换热面,

$$D = \frac{2\sigma}{3} \left[\frac{\sigma}{g(\rho_l - \rho_g)} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (6)$$

以上沸腾换热公式均可按池内沸腾换热系数 $\alpha_p = q/\Delta T$ 的关系换算成由 q 、 ΔT 和 α 任意两个参数描述的沸腾换热特性式。

参考书目

Collier S G. Convective Boiling and Condensation.
2nd Ed. McGraw-Hill Inc., 1981

· chujī rèn xìng

冲击韧性 (impact toughness) 见金属韧性。

· chōng diàn zhuāng zhì

充电装置 (charging device) 将交流电源转换为直流电源供蓄电池充电用的变流设备。发电厂中的充电装置多半采用硅整流器、晶闸管整流器。中国在 20 世纪 50 年代和 60 年代初,曾采用电动发电机组和硒整流器作为蓄电池组的充电装置。60 年代中期开始逐渐采用硅整流设备。与电动发电机组相比,硅整流器具有工作可靠、维护方便、效率高、运行无噪声等优点,因而已广泛用于蓄电池组的充电及浮充电设备,而不再使用电动发电机组。高频开关模块式充电装置具有波纹系数小、稳流稳压性好、效率高、体积小等优点,已逐步在发电厂中使用。

硅整流器 整机包括主电路和控制电路两大部分。其调压系统属于反馈、比较和放大的闭环系统,由直流输出端取样,经比较放大,控制移相脉冲,触发单相桥式半控整流电路,送出电压大小可以变化的直流来控制主电路饱和电抗器的直流绕组,从而改变饱和电抗器交流绕组的压降,使整流器输出的直流电压得到调整,达到自动稳定的目的。图 1 为带调压系统的饱和电抗器式硅整流器的原理方框图。

主电路 三相交流输入电源经交流接触器、主熔断器、主变压器一次绕组,再由主变压器二次绕组经由电流互感器、饱和电抗器的交流绕组接到三相硅整流桥,整流后经过电感和电容组成的滤波器,将三相交流电源变成脉动电压符合要求的直流电源。

饱和电抗器每相由两个口字形铁芯组成,分别绕有相同的两个交流绕组、控制绕组和位移绕组。交流绕组与整流元件串联,通过的是整流后的脉动电流,其直流成分产生的磁场将影响铁芯的饱和程度。控制绕组通过直流产生直流控制磁场,其方向与交流绕组磁场方向相同,改变控制磁场的大小,可改变交流绕组的压降,从而改变整流器的输出。位移绕组由固定直流电源供电,其磁场方向与交流绕组的相反,用以调整饱和电抗器的静态工作点,也可部分补偿电源电压变化的影响。饱和电抗器实际上是一个具有内反馈的磁放大器,利用直流磁场的变化,控制交流绕组的压降变化,用较小的直流功率控制较大的交流功率。

控制电路 即自动调整回路,由取样环节、标准量源、误差放大回路、移相脉冲发生器等组成。当电源电压升高或负荷电流减小时,引起整流器输出电压增高,从而取样电压也升高,通过比较放大后的控制电路的输出减少,使通过饱和电抗器直流控制绕组电流减少,交流绕组压降增大,整流器输出电压下降,从而起到稳压的作用。

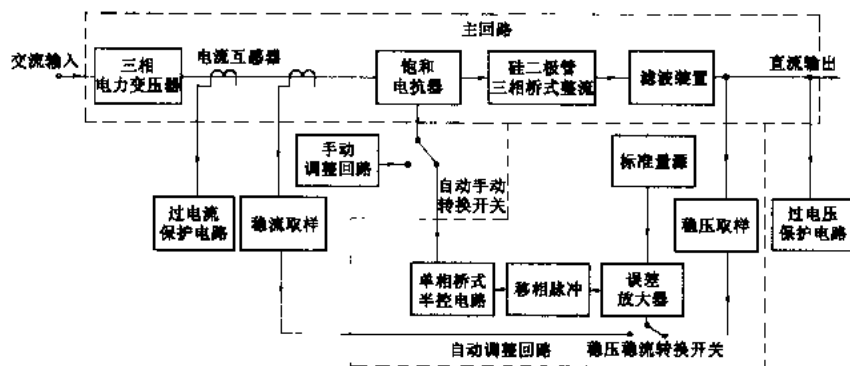


图 1 硅整流器原理方框图

晶闸管整流器 整机包括主电路和控制电路两部分。与硅整流器的主要不同之处是其整流电路,它是由晶闸管组成的三相桥式整流电路。晶闸管的控制极由移相脉冲发生器中的脉冲变压器输出脉冲触发。当电源电压或负荷变动时,由于触发脉冲相位不同,晶闸管

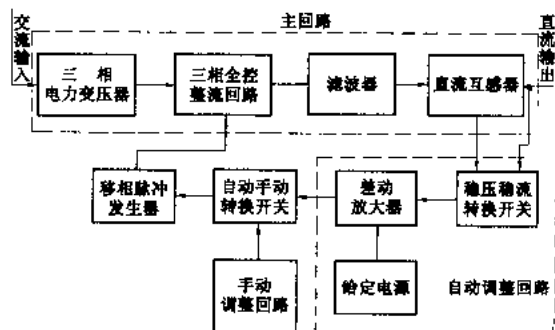


图 2 晶闸管整流器原理方框图

的导通角不同,整流输出的直流电压亦不同,以此来达到自动控制调整的目的。其原理方框图如图2所示。

高频开关模块式整流器 三相交流输入,首先进入尖峰抑制及EMI滤波电路,之后由全桥整流电路将三相交流电整流成直流电,经DC/DC变换电路把所得直流变成稳定的直流电。脉宽调制电路根据电网和负载变化,自动调节高频开关的脉冲宽度,使输出电压在任何允许的情况下都能稳定。监控单元接受上级监控模块发来的指令或手动操作指令,对电源模块进行控制,控制输出、均流转换、限流点设置、输出电压调整。监控单元还对输出直流电压、电流进行检测显示。

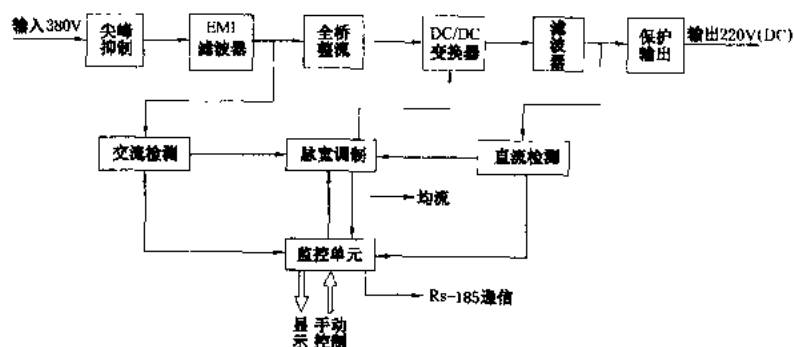


图3 高频开关模块式整流设备原理方框图

目前开关模块48V的为5~40A,110,220V的为5~20A,当输出电流要求较大时,可将两个及以上的模块并联组合成满足充电要求的电流。高频开关整流设备为智能式,除显示其有关参数外,自动稳压、稳流,使蓄电池工作在最佳状态。它的纹波系数可小于0.5%,稳流和稳压精度均可小于±0.5%,更适合于阀控电池的充放电,其原理方框图如图3所示。

抽空气系统

抽空气系统 (air extraction system) 抽去凝汽器内不凝结气体以维持凝汽器内真空的设备和管道组合构成的系统。与凝汽器连接的设备、管道及阀门由于不严密而向凝汽器内泄漏空气,以及通过汽轮机轴封漏入空气,造成凝汽器内真空下降,危害机组的经济性和安全运行。背压式机组则无抽真空系统。

抽空气系统的抽气设备有射汽式、射水式和机械式数种。射汽及射水式抽气器系利用蒸汽或压力水通过喷嘴在其喉部产生高速形成负压的喷吸原理,将凝汽器内不凝结气体抽吸出来,真空泵则利用泵的离心作用在其轴心区产生的负压来实现抽吸的。最早通用的抽气设备为射汽抽气器,由于没有可靠的低压汽源,又比较复杂,因此逐渐为射水抽气器和真空泵所替代。抽真空设备通常以抽吸干空气量为其出力指标。

射水式抽空气系统可分为开式和闭式两种系统。开式系统为工作介质(通常为冷却水)一次利用后即排放不再二次利用,适用于直流冷却水系统的场合。闭式系统为工作介质在抽真空系统中工作—冷却—工作反复循环自成独立的系统。采用射水抽气器的系统一般均设射水泵,保证射水有足够的压力和水量。

真空泵的耗能低,效率高,因此大容量机组均采用真空泵。真空泵工作水来自冷却水,其水温对真空泵的出力有较大影响。

双背压凝汽器内抽气管道的联接,可分为并联和串联两种型式。两台凝汽器分别引出空气管各自接至抽气设备,称为并联系统;两台凝汽器的抽空气管道依次串接成一根管道引出并接入公共的抽气设备,则称为串联系统。

抽空气系统一般都是以机组为单元来配置的。对大中型机组,每台机组一般配备两台抽气设备(一台正常运行、一台备用,启动时两台并联运行);对并联式的双背压凝汽器抽气系统,可各配置两台抽气设备,也可两台凝汽器仅设置一台设备,其中一台作公共备用。

抽气设备

抽气设备 (air extraction equipment) 将凝汽器中的空气不断地抽出并排入大气以保持凝汽器真空的装置。抽气设备是汽轮机凝汽设备的重要组成部分,它的工作直接影响凝汽器的真空和汽轮机的热经济性。抽气设备主要类型有射汽式、射水式和机械式数种。最早通用的抽气设备为射汽抽气器。射汽式抽气设备的工作须有稳定可靠的低压汽源,机组滑参数起停及负荷大幅度变化时,汽源可能受到影响,在高参数大容量汽轮机中,射汽式逐渐被射水式和机械式所替代。常见的机械式抽气设备有水环式真空泵和离心式机械泵。

射汽抽气器 原理示意图如图1,主要由喷嘴、混合室及扩压管组成。蒸汽在喷嘴中从工作压力膨胀到混合室压力,以极高的速度从喷嘴喷出,在与凝汽器相通的混合室中形成很高的真空,抽吸来自凝汽器的汽水混合物,并共同进入扩压管,速度不断降低,压力逐渐升高,在扩压管出口处,混合气流以稍高于大

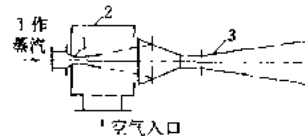


图1 射汽抽气器示意图
1—工作喷嘴; 2—混合室;
3—扩压管

气的压力排入大气。

采用射汽抽气器时往往同时设置启动抽气器和主抽气器。启动抽气器主要用于汽轮机启动前,抽出汽轮机汽缸内和凝汽器内的大量空气,建立必要的真空。它的特点是工作时间短,抽气量大,真空较低(约25 kPa),结构简单,不带冷却器,热经济性差。主抽气器(图2)主要用于汽轮机正常运行时,抽出凝汽器内

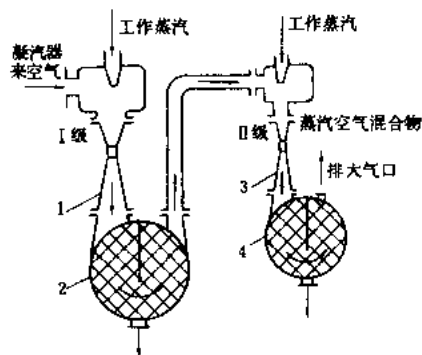


图2 两级主抽气器工作原理示意图

1—第一级抽气器; 2—第一级冷却器;

3—第二级抽气器; 4—第二级冷却器

空气,以保持凝汽器内的真空。它和启动抽气器的主要区别是采用中间冷却、多级压缩。一般为两级,大型机组可为三级压缩。由凝结水泵出口的主凝结水作为冷却器的冷却水,回收工作蒸汽的热量和凝结水,热经济性较高。

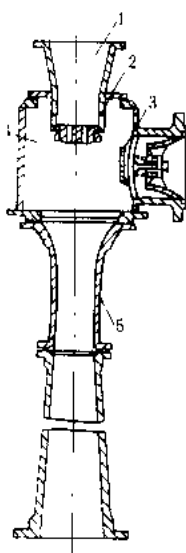


图3 射水抽气器剖面图

1—水室; 2—喷嘴;

3—逆止门; 4—吸入室; 5—扩散管

射水抽气器 工作原理与射汽抽气器相同,主要由进水室、喷嘴、混合室、扩压器和自动逆止门等组成,图3为射水抽气器剖面图。按工作水的来源,系统有两种连接方法:①用循环水作为工作介质的开放供水系统;②设有专用工作水箱的闭式循环系统。后者由于水汽混合物中的蒸汽凝结,空气被冷却以及混合时动能损失转变为热,使水温升高,必须采取措施保证工作介质得到应有的冷却。

水环式真空泵 如图4所示,在泵壳中设有偏心叶轮,泵壳内充以一定量的压力水,但不满。当叶轮旋转时,由于离心力的作用,水在泵壳内壁形成水环,同时

旋转一周变化一次。这种容积的变化形成空气的膨胀、

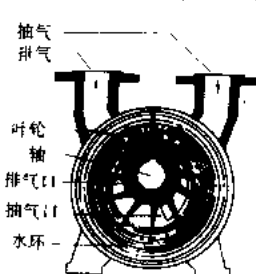


图4 水环式真空泵示意图

压缩过程,可将空气抽出。

抽出的空气混有水分,水量要随时补充。在系统中还要设置气水分离箱和工作水冷却器。水环式真空泵具有结构简单、工作可靠、耗能少、噪声低等优点,不仅可缩短启动时间,维持汽轮机的正常运行,还能满足机组滑参数起停

和滑压变工况运行的要求。离心式真空泵 如图5所示,工作水流从吸入室经喷嘴进入旋转的工作轮,被工作轮上的叶片隔碎为无数小水柱,空气被高速小水柱夹带进入扩压管,经扩压管扩压后把气、汽混合物压缩到高于大气压力,然后排入工作水箱,经水、气分离后,气体排出,工作水循环使用。需定期补入冷水,以防工作水流失和水温升高。

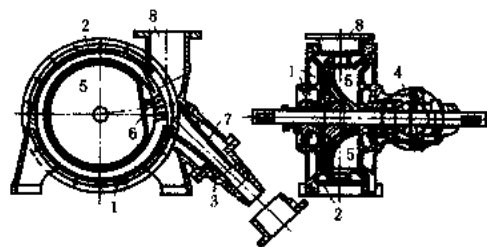


图5 离心式机械泵结构

1—工作轮; 2—外壳; 3—扩散管; 4—工作水管;

5—吸入室; 6—喷嘴; 7—集水锥筒;

8—空气进口管

抽汽调节

(extracting steam governing)

保持热电联产汽轮机抽汽压力恒定的措施。对于热电联产式汽轮机,当热负荷变化时,要求抽汽的压力保持在一定的范围内,同时还要满足电负荷的需要,而且各自的变化要相互不影响。因而必须设置抽汽调节系统对抽汽压力和负荷进行调节。系统结构是在汽轮机液压型、机械型和电液型调节系统(见汽轮机调节系统)结构的基础上,增设调压器和抽汽调节执行机构。系统类型有单抽汽式和双抽式汽轮机调节系统两种。

调压器 感受抽汽压力变化并予以调整的装置。一般原理是当汽压变化使弹性元件变形产生位移或油压变化,用以改变和控制抽汽调节汽门的开度。图1为薄膜钢带式调压器,抽汽压力变化使弹性薄膜变形,压迫钢带使之产生更大变形。从而改变了钢带与油喷嘴

之间的间隙,引起油压变化。这种调压器工作压力范围较宽,为 $0.07 \sim 30 \text{ MPa}$, 并有较大的放大比。图 2 为波形管碟阀式调压器,抽汽压力作用在波形管上,其力与弹簧力相平衡,通过杠杆和弹簧系统改变脉冲油室

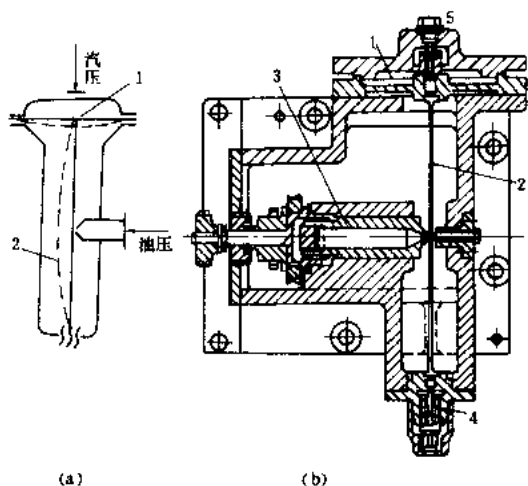


图 1 薄膜钢带式调压器

(a) 示意图; (b) 剖面图

1—薄膜; 2—钢带; 3—油喷嘴; 4—预紧螺丝;
5—蒸汽入口

的碟阀间隙,从而使脉冲油压变化。还有弹簧滑阀式调压器,抽汽压力直接作用在滑阀下部,弹簧作用在滑阀上部,利用力平衡的原理控制脉冲油压。

抽汽调节机构 是调节抽汽压力的执行机构。一般用油动机驱动调节汽门或旋转隔板来调节抽汽压力。调节汽门的调节方式,多用于大容量、多缸热电联产汽轮机。旋转隔板的调节方式,多用于中小功率、单缸热电联产汽轮机。

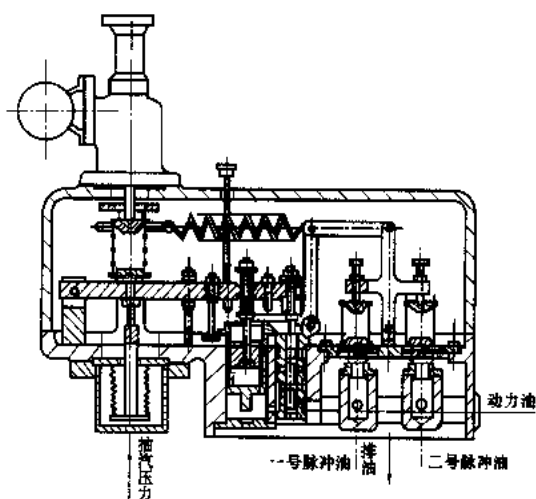


图 2 波形管碟阀式调压器

工作原理 供热式汽轮机调节系统一般采用牵连调节,即调速器和调压器同时控制调节汽门和抽汽调节汽门。静态特性应满足自治条件,即当电功率变化时应保持抽汽量(供热负荷)不变,当抽汽量变化时,应保持电功率不变,静态自治条件依靠杠杆、油口、油压作用力等传动机构特性实现。动态自治条件为各油动机时间常数相等。另外也有采用无牵连调节的调节系统的。抽汽式汽轮机作为前置机时,其压力调节系统也可采用无差调节。

图 3 为单抽汽式汽轮机调节系统原理图。当外界电功率增加时机组转速降低,调压器支点 b 不动,调速器支点 c 下移,带动支点 a 、 d 同时下移,开启高压调节汽门和低压抽汽调节汽门,增加进入汽轮机的蒸汽流量提高电功率,蒸汽流量的增加,会使抽汽压力提高,但由于低压抽汽调节汽门的开启,使进入汽轮机抽汽点后的蒸汽流量随之增加,因而使抽汽压力和抽汽流量(供热负荷)保持不变。当外界热负荷增加时,抽汽压力降低,调速器支点 c 不动,调压器支点 b 下移,带动支点 d 下移,支点 a 上移,开大高压调节汽门,增加进入汽轮机蒸汽流量,同时关小低压抽汽调节汽门,减少进入汽轮机抽汽点后的蒸汽流量,从而提高了抽汽压力增加了抽汽流量,电功率保持不变。

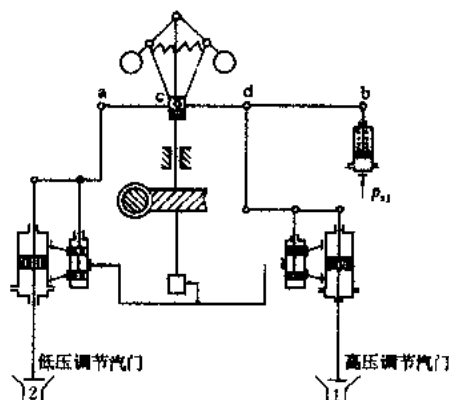


图 3 单抽汽式汽轮机调节系统原理图

图 4 为双抽汽式汽轮机调节系统原理图。静态特性应满足下表的自治条件,图 5 为静态自治关系特性图

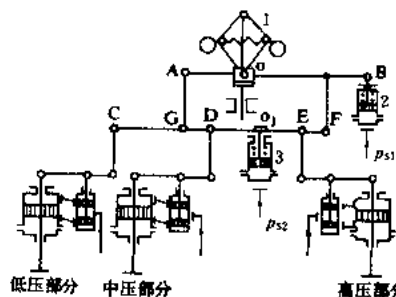


图 4 双抽汽式汽轮机调节系统原理图

双抽汽汽轮机自治条件

工 况	电功率变化, 中、低压抽汽量不变	中压抽汽量变化, 电功率和低压抽汽量不变	低压抽汽量变化, 电功率和中压抽汽量不变
二况条件	$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 \neq 0$ $\Delta n \neq 0$ $\Delta G_1 = \Delta G_1 - \Delta G_2 = 0$ $\Delta P_1 = 0$ $\Delta G_1 = \Delta G_2 - \Delta G_3 = 0$ $\Delta P_1 = 0$	$\Delta G_1 - \Delta G_1 - \Delta G_2 \neq 0$ $\Delta P_1 \neq 0$ $\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = 0$ $\Delta n = 0$ $\Delta G_1 - \Delta G_2 - \Delta G_3 = 0$ $\Delta P_1 = 0$	$\Delta G_1 = \Delta G_2 - \Delta G_3 \neq 0$ $\Delta P_1 \neq 0$ $\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 = 0$ $\Delta n = 0$ $\Delta G_1 - \Delta G_1 - \Delta G_2 = 0$ $\Delta P_1 = 0$
自治条件	$\Delta G_1 = \Delta G_2$ $\Delta G_2 = \Delta G_3$	$\Delta P_1 = -(\Delta P_2 + \Delta P_3)$ $\Delta G_2 = \Delta G_3$	$\Delta P_1 + \Delta P_2 = -\Delta P_3$ $\Delta G_1 = \Delta G_2$
自治关系	1. 系统由调速器控制; 2. 高、中、低压油动机动作方向一致; 3. E_1 为额定电功率点	1. 系统由中压调压器控制; 2. 中、低压油动机动作一致,高、中压油动机动作相反; 3. I_0 为中压最大抽汽工况点	1. 系统由低压调压器控制; 2. 高、中压油动机动作一致,低压与高、中压油动机动作相反; 3. L_0 为低压最大抽汽工况点

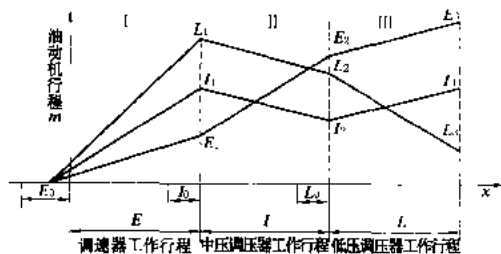


图5 双抽汽式汽轮机调节系统静态自治关系
 E_0 调速器空负荷行程; I_0 中压调压器空负荷行程;
 L_0 低压调压器空负荷行程

性能要求 抽汽式汽轮机调节系统的动态和静态特性,除应满足凝汽式汽轮机调节系统特性要求(见调节特性)外,压力不等率 δ_p 是抽汽压力调节系统静态特性的主要指标。最大抽汽流量变化对应的抽汽压力变化 Δp ,用额定抽汽流量下的抽汽压力 p_0 的百分率表示,即压力不等率 $\delta_p = (\Delta p / p_0) \times 100\%$ 。当用户无特殊要求时,一般不大于 $10\% \sim 20\%$ 。当抽汽量(热负荷)在最大范围内变化时,电功率的变化一般不应大于 20% 额定功率。

抽汽系统

(extraction steam system) 为提高循环热效率,近代汽轮机装置均采用以汽轮机抽汽为加热介质加热主凝结水和给水的回热加热系统。从汽轮机抽汽口到加热器和除氧器的连接管道,称抽汽管道,相应的管道系统称抽汽系统。蒸汽流动所产生的压力损失,和蒸汽流速、管道长度及布置方式有关。抽汽管道的压力损失将会降低回热循环的热效率,通常将抽汽管道压力损失控制在汽轮机抽汽压力的 $4\% \sim$

6%范围以内。

因抽汽管道将给水加热器及除氧器和汽轮机连通,当汽轮机跳闸时,各给水加热器和除氧器内凝结水将因突然失压而发生闪蒸现象,闪蒸的蒸汽会倒回汽轮机,造成汽轮机超速。为保护汽轮机,在抽汽管道上须装设快速关闭的液动或气动截止阀,与汽机保护主汽门关闭联动。加热器或除氧器也会因各种原因产生满水,造成汽轮机进水的重大事故,故抽汽管道上还须装设电动隔离阀,并和加热器或除氧器高水位信号联动,以防止凝结水或给水通过抽汽管道倒流进入汽轮机。

安装在凝汽器喉部的低压加热器,其抽汽管道布置在低压缸排汽管内部,不便装设逆止阀和隔离阀,为防止汽轮机跳闸时加热器内凝结水闪蒸倒流进入汽轮机,在加热器的抽汽管道接口处装设防闪蒸挡板。此外,为防止因加热器满水造成汽轮机进水事故,还设有加热器水侧隔离措施。

近代火电厂中,抽汽系统还将根据机组起动或其他辅助设备运行需要向有关的设备或辅助蒸汽系统提供相应参数的汽源。

当工况变化时,抽汽管道任何部位的积水都有可能进入汽轮机而酿成事故,所以抽汽管道须装设可靠的疏水系统。按照抽汽管道和阀门的布置,在可能积水的部位设置疏水点。疏水可以直接排至凝汽器,也可以通过疏水扩容器排至凝汽器。

臭氧层破坏

(depletion of ozone layer) 臭氧(O_3)主要是由氧在太阳紫外辐射的作用下发生光解而产生的。虽然大气中 O_3 浓度仅为空气总量的十亿

分之一,但在离地球表面 15~45km 高度范围的平流层中,存在着臭氧层,其臭氧含量占这一高度空气总量的十亿分之一。浓度最大值出现在 25km 高度左右。臭氧层能阻挡波长小于 0.32μm 对生物有害的紫外线到达地面,起着保护屏障作用,使人类和地球上的各种生命能够持续存在、繁衍和发展。

臭氧层破坏现象 平流层的臭氧观测始于 1929 年。1957 年世界气象组织 (WMO) 建立了国际臭氧观测网,用统一的规范观测平流层臭氧的变化情况。观测结果表明,大气中 O_3 浓度存在着明显的准两年的周期波动和差不多 11 年的周期变化。1985 年英国科学家观测到南极上空出现了臭氧空洞。至 1994 年,南极上空的臭氧空洞面积已达 2400 万 km^2 并且这个臭氧空洞有规律地在每年 9 月下旬重复出现。北半球上空的臭氧层比任何时候都薄,欧洲和北美洲上空的臭氧层平均减少了 10%~15%,西伯利亚上空甚至减少了 35%。

臭氧层破坏机理 研究表明,氟氯化碳 (CFC) 物质是臭氧层破坏的元凶。CFCs 类物质是本世纪 20 年代合成的制冷、发泡和清洗剂,广泛地应用于家用电器、泡沫塑料、日用化学品、汽车、消防器材等领域。80 年代后期,CFCs 类物质的生产量达到了顶峰。在对 CFCs 实行控制之前,全世界向大气中排放的量达到了 2000 万 t。弥散在大气中的 CFCs 平均寿命可达百年以上;它们大部分保留在对流层,仅一小部分会升入平流层。平流层的 CFCs 在一定的气象条件下,在强烈紫外线作用下光解产生原子氯,它与臭氧发生连锁反应,从而不断地破坏臭氧分子。科学家估计,一个原子氯可以破坏数百万个臭氧分子。反应式为: $Cl + O_3 \rightarrow ClO + O_2$ 、 $ClO + O \rightarrow Cl + O_2$ 。

另外,人类活动也使大气中的 N_2O 浓度以平均每年以 0.25% 的速度增加。 N_2O 在大气中的寿命为 150 年。对流层中的 N_2O 在化学上是惰性的,一旦进入平流层,则会与在太阳紫外线光解作用下活化的氧原子反应生成 NO。NO 与 O_3 会发生连锁反应,使臭氧不断受到破坏。反应式为: $N_2O + O \rightarrow 2NO$ 、 $NO + O_3 \rightarrow NO_2 + O_2$ 、 $NO_2 + O \rightarrow NO + O_2$ 。

大气中 N_2O 主要来自于海洋、热带土壤和温带土壤等自然源;人为源中以农业生物源为主。据最近的研究结果,矿物燃料和生物燃料燃烧对大气 N_2O 的贡献仅占全球总源的 3%~10%。电站锅炉的煤粉燃烧过程中排放的 N_2O 很少,仅为 $0 \sim 5 \times 10^{-6}$ L/L 容积浓度。燃油锅炉、天然气锅炉和燃气轮机排放的 N_2O 也较少。流化床燃烧则相对较高。 N_2O 的排放亦显示与煤种有关,见表。

为降低流化床锅炉 N_2O 排放水平,已在研究采用

各种化石燃料燃烧装置中 N_2O 的排放浓度

燃烧装置	燃料	N_2O 排放浓度、 $\times 10^{-6}$ 容积浓度
煤粉炉	烟煤、褐煤	0~5
燃油锅炉	油	0~5
天然气锅炉	天然气	0~2
鼓泡流化床锅炉 (FBC)	木材和废料	0~20
循环流化床锅炉 (CFBC)	泥煤、褐煤、油页岩	20~50
	烟煤	30~250
链条炉	烟煤	0~20

适当提高炉膛运行温度、调整燃烧、降低过剩空气量、以及实现再燃烧技术等措施。

臭氧层破坏的危害 如果平流层中臭氧总量减少 1%,预计到达地面的有害紫外线将增加 2%。对人类导致的危害估计为,皮肤癌的发病率将提高 2%~4%,白内障的患者将增加 0.3%~0.6%。有一些初步证据表明,人体暴露于紫外线辐射强度增加的环境中,会使各种肤色的人们的免疫系统受到抑制。对农作物的研究表明,过量的紫外线辐射会使植物的生长和光合作用受到抑制,使农作物减产。紫外线辐射也使处于食物链低层的浮游生物的生产力下降,从而损害整个水生生态系统。有报告指出,由于臭氧层空洞的出现,南极海域的藻类生长已受到很大影响。另外,过量的紫外线能使塑料等高分子材料更易老化和分解,结果又会带来光化学大气污染。

保护臭氧层的措施 臭氧层受破坏的问题是与人类生命攸关的一个重大问题,因而受到人们的普遍关注。为保护臭氧层,联合国于 1985 年 3 月通过了《维也纳公约》,已于 1988 年 9 月 22 日生效。1987 年 9 月又签署了《关于消耗臭氧物质的蒙特利尔议定书》,对 8 种破坏臭氧层的物质(简称受控物质)提出了削减使用的时间要求。这项议定书得到了 163 个国家的批准。1990、1992 年和 1995 年,在伦敦、哥本哈根、维也纳召开的议定书缔约国会议上,对议定书又分别做了三次修改,扩大了受控物质范围,并提前了停止使用时间。受控物质现已包括氟利昂(也称氟氯化碳 (CFC)、哈伦(CFCB)、四氯化碳 (CCl_4)、甲基氯仿 (CH_3CCl_3)、氟氯烃 (HCFC) 和甲基溴 (CH_3Br) 等。根据修改后议定书的规定,发达国家到 1994 年 1 月停止使用哈伦、1996 年 1 月停止使用氟利昂、四氯化碳和甲基氯仿;发展中国家到 2010 年全部停止使用氟利昂、哈伦、四氯化碳和甲基氯仿。中国于 1992 年加入了蒙特利尔议定书。

参考书目

王明星著, 大气化学(第2版), 北京: 气象出版社, 1999

曲格平主编, 环境保护知识读本, 北京: 红旗出版社, 1999

毛建雄等编制, 煤的清洁燃烧, 北京: 科学出版社, 1998

chuchenqi anzhuang

除尘器安装 (precipitator erection)

现代电厂已很少采用水膜式除尘器, 普遍采用静电除尘器。静电除尘器安装工程量较大, 需设有组合校正场地并配有吊装用起重机。

静电除尘器安装工作包括钢架、墙板、进出口烟罩和集灰斗部分及极板和振打装置等的安装。前者是钢结构施工常规工艺, 后者对极板的组合、校正和安装是静电除尘器施工的特点。

极板组合与校正 散件供货的需在现场组合、组合使用特制模具和组合架, 以保证尺寸正确。阴极(放电极)大框架的组合和校正工作要保证框架四边的尺寸、对角线及吊挂中心垂直度正确。阴极小框架要求平面平整、电晕线上芒刺方向整齐。电晕线紧度调整适宜后, 将螺母点焊固定。阳极板(集尘板)要求平面度合格并将夹件和承击砧组合成阳极排。吊装前还需经过直立(工况)校准, 即作悬挂状态平面校核。焊缝处不得有毛刺、尖角。

极板吊装 吊装时使吊装架受力, 以防止极板在吊装过程中变形。吊装方法一般有: 把阴阳极各一排扎成一组, 从中部顶梁空档进入; 或在构架顶部临时设工字钢作电动葫芦导轨, 使极板从侧向进入; 也有以一个电场为单元, 先把阳极板吊入临时就位, 再将阴极框架进入, 吊完后再逐个电场作极距调整。极距宜用特制量规测定, 以每排极分上、下两半部, 分别测6~8点并调整到规定范围内。

振打装置安装 在阴极框架、阳极板、槽形板、气流分布装置上均有振打装置。安装时各振打装置的布置要按照机械振打程序排列, 振打到极板上的力量均匀、固定牢固, 防止在振打多次后松动脱落。

chuchenqi xingneng shiyan

除尘器性能试验 (performance test of precipitator)

除尘器性能主要反映在处理气体流量及漏风、阻力、除尘效率等几个方面。此外, 不同类型的除尘器还有各自的工作性能, 如静电除尘器有电晕伏安特性、气流分布均匀性、振打清灰特性等; 袋式除尘器有风量分配均匀性、清灰特性、脱硫特性等。

除尘器性能试验的目的是: 研究除尘机理; 掌握设备性能, 制订最佳运行方式; 调查设备现状, 摸清设备缺陷, 确定改进措施等。试验的规模有模型的、半工业性的和工业性的三类。因此, 除尘器性能试验的内容及其测试技术的选用应根据除尘器类型、试验目的、试验规模而定。在火力发电厂中, 各类除尘器共同的基本性能试验是: 除尘效率、阻力、漏风率。

除尘效率测定 除尘效率又称收尘效率、捕集效率或分离效率。它表示除尘器所捕集的粉尘量占进入除尘器总粉尘量的百分数。火电厂的除尘效率一般以粉尘质量或单位烟气体积内的粉尘质量(即含尘浓度)

为计算基准。它的计算式分别为 $\eta = \left[\frac{G_i - G_o}{G} \right] \times$

100% 或 $\eta = \left[1 - \frac{C_o Q_o}{C_i Q_i} \right] \times 100\%$, 式中 G_i 、 G_o 为除

尘器进、出口粉尘质量; C_i 、 C_o 为除尘器进、出口的含尘浓度; Q_i 、 Q_o 为除尘器进、出口的气体流量。

对于高效率除尘器, 如静电除尘器、袋式除尘器, 常用透过率 P 表示该除尘器的捕集性能, $P = (1 - \eta) \times 100\%$, 表示排入大气的粉尘量。

一般说来, 在粉尘密度一定的条件下, 粉尘越粗, 除尘效率越高。因此, 仅用总除尘效率来评价和比较除尘器的捕集性能就显得不够, 还应标出不同粒径粉尘的除尘效率, 即分级除尘效率 η_d 、 η_d

$\left[1 - \frac{f_o(d) G_o}{f_i(d) G} \right] \times 100\%$, 式中 $f_i(d)$ 、 $f_o(d)$ 分别

表示粒径为 $d \pm \frac{\Delta d}{2}$ 的粉尘在除尘器进、出口粉尘质量中的百分比, 其中 Δd 为粒径级差。

分级除尘效率与总除尘效率的关系为:

$$\eta = \eta \frac{f_i(d)}{f_i(d)} + \left[\frac{f_i(d) - f_o(d)}{f_i(d)} \right] \times 100\%$$

如果除尘器由多级串联组成, 各级除尘效率分别为 η_1 、 η_2 、 \dots 、 η_n , 则总除尘效率为:

$$\sum \eta = \eta_1 + (1 - \eta_1)\eta_2 + \dots + (1 - \eta_1)(1 - \eta_2)\dots(1 - \eta_{n-1})\eta_n$$

除尘效率的测定中, 关键在于从气流中采集具有代表性的粉尘样品。为此, 采样时必须遵循以下原则: ①保持等速采样, 即采样过程中应保持采样嘴抽吸速度与采样嘴所在处的气流速度一致; ②采样嘴方向应与烟道中气流方向一致; ③采样嘴的大小要适中, 要保证气流中原有较粗的颗粒不因采样嘴太小而被排斥在外, 而且采集样品量不能太少; ④尽量减小采样管插入烟道中对气流的影响。

火电厂烟道断面大、平直管段短, 采样断面的速度

场、浓度场变化比较大,采用压力平衡等速采样法,能有效提高采样精度。即采样时同时测出采样点的气流静压和抽吸静压,通过调节抽吸流量,使抽吸静压与气流静压平衡而达到等速采样。该方法已定为中国电力部门颁发的标准采样方法。

除尘器阻力测定 除尘器的阻力系指气体通过除尘器所损失的能量。分别测得除尘器进、出口的气体总能量后,两者相减即为除尘器阻力。为此,需同时准确测定进、出口气流的静压(p_m 、 p_{m0})、平均流速或动压(p_{d1} 、 p_{d0})、气体温度并计算密度(ρ_{g1} 、 ρ_{g0})、大气密度(ρ_a)并查明测点标高(H_1 、 H_0),用下列公式计算:

$$\Delta p = (p_{d1} - p_{d0}) + (p_m - p_{m0}) - \rho_a(H_1 - H_0)g + (H_1\rho_{g1} - H_0\rho_{g0})g$$

除尘器漏风率测定 除尘器进、出口气体流量之差,即漏风量 ΔQ , m^3/h (标)与进口气体流量之比的百分数称为漏风率($\Delta\alpha$)。常用测定方法有:用气体流量装置同步测出除尘器进、出口气体流量,并换算成标准状态后按 $\Delta\alpha = \left(\frac{Q_{d1} - Q_{d0}}{Q_{d1}} \right) \times 100\%$ 计算;负压运行的除尘器,漏风将改变进、出口烟气成分比例,如使出口三原子气体(RO_2)百分比减少或使氧(O_2)百分比增加,为此用气体成分分析仪同步测量除尘器进、出口气体的平均 RO_{21} 、 RO_{20} 或 O_{21} 、 O_{20} 。按 $\Delta\alpha = \left(\frac{RO_{21} - RO_{20}}{RO_{21}} \right) \times 100\%$ 或 $\Delta\alpha = \left(\frac{O_{20} - O_{21}}{O_{21} - O_{20}} \right) \times 100\%$ 计算。

chuhu zha xitong

除灰渣系统 (ash and slag handling system)

常规燃煤电厂用以收集、输送和排放锅炉运行时形成的炉渣和细灰的整套设施。

炉渣是锅炉燃烧过程中残存在炉膛底部灰斗内的颗粒或焦炭状的固体;细灰是烟气通过锅炉尾部、烟道及除尘器时从烟气中分离、沉积在灰斗内的粉末状物质。渣和灰的数量及比例,取决于燃煤性质、锅炉特性和燃烧方式。

除灰渣系统一般分机械、水力和气力等三种。设计中根据电厂排除的灰渣量、灰渣的物理化学性质、除尘器型式、水源条件、灰场距离、环境保护及综合利用条件,做出合理的选择,可为单一的或多种输送方式组成的联合系统。

为将电厂锅炉的炉渣和细灰集中后统一外运,需设置存储设施和向灰场输送灰渣的设施。由锅炉到储灰池(库)之间的除灰设施称为厂内除灰系统,由储灰池(库)到灰场之间的设施称为厂外除灰系统。对灰和渣混合排除的称为灰渣混除系统,灰和渣分别单独排

除的称为灰渣分除系统。

机械除灰 利用刮板式或带式输送机以及其他机械设备将锅炉各排灰点的灰渣集中到储存设施,然后运向灰场的除灰系统。现代大中型电厂一般采用将灰渣分别集中到中间储存设施,然后以车船运灰方式送到储灰场或综合利用场所。

水力除灰 以水为输送介质和动力的水力除灰系统。厂内可采用灰渣沟自流输送,也可采用压力管道水力输送,将灰(渣)浆送至灰(渣)浆池(仓)。厂外输送则根据外部条件和要求,一般用灰渣泵水力输送。灰渣输送至储灰场后,在灰场内沉淀澄清的灰水,经过处理达到国家排放标准后排除,或回收供电厂除灰系统重复利用。水力除灰的主要优点是系统简单,适应性强,输送过程没有粉尘飞扬,工作环境较好。缺点是耗水量较大,水浸后灰的活性降低,不利于综合利用,此外,灰的氧化钙含量高时,易在管道内壁形成灰垢,增加检修费用和工作量。

气力除灰 以空气作为介质和动力的气力除灰系统;有正压和负压两种。

气力除灰系统能保持灰在输送过程中不与水接触,可保持灰的性质不变,有利于灰的综合利用。这种系统耗水量小,运行灵活,但输送距离较短,管道磨损较严重。

随着电厂规模的扩大和环境保护要求的日趋严格,燃煤电厂的除灰系统必须适应生产工艺和社会发展的要求。近代电厂大多采用容量大、自动化程度高的

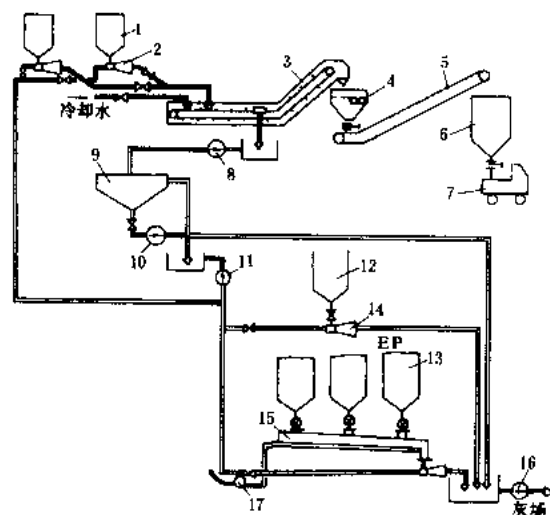


图1 刮板捞渣机除渣 水力除灰系统

- 1—石子煤斗;2—水力喷射器;3—锅炉刮板捞渣机;4—碎渣机;5—带式输送机;6—渣斗;7—自卸汽车;8—回收水泵;9—澄清池;10—排污泵;11—除灰水泵;12—空气预热器灰斗;13—电除尘器灰斗;14—水力混合器;15—空气输送斜槽;16—灰浆泵;17—送风机

高浓度水力除灰系统,或气力集中,机械设备外运,以及灰渣分层碾储堆放的联合系统,同时也为细灰的综合利用创造条件。图1和图2为中国电厂采用的两种型式除灰(渣)系统图。

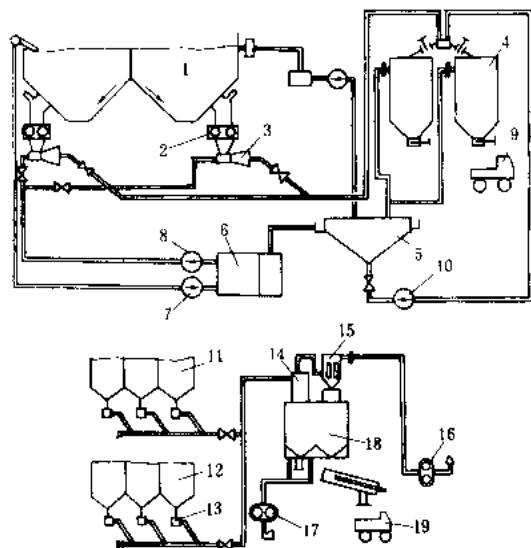


图2 脱水仓除渣—气力除灰系统图

1—锅炉除渣斗；2—碎渣机；3—水力喷射器；4—脱水仓；5—澄清池；6—回水池；7—冲洗水泵；8—直压水泵；9—自卸汽车；10—排污泵；11—空气预热器灰斗；12—电除尘器灰斗；13—除灰控制器；14—旋风收尘器；15—袋式过滤器；16—真空泵；17—灰库气化风机；18—灰库；19—密封汽车

除灰系统的控制方式,随系统的复杂程度和工艺要求,分别采用就地操作、集中控制和程序控制。对于气力除灰系统,为保证运行的经济性和可靠性,要求全部或主要操作均采取程序控制。

1. 除氧器

除氧器 (deaerator) 给水回热加热系统中能除去给水中溶解气体的混合式加热器。给水中溶有气体,其中的氧气等对锅炉和汽管道会造成严重腐蚀。因此要求给水进入锅炉前,在给水回热加热系统中使用汽轮机抽汽加热给水,解析除去给水中的溶解气体。除氧器同时作为回热加热系统中的一级加热器,作为凝结水泵和给水泵之间的缓冲和储水装置,并为不同来源的高品位疏水、补充水进入热力系统提供汇集点。

除氧器包括除氧器本体(除氧头)和与之相连的储水箱。欲除氧的水一般从上部送入除氧头,蒸汽由底部或中部引入,除氧后的水落入储水箱,分离出来的气体从顶部排出。储水箱内设有启动加热用的沸腾管,有的

采用再循环泵在启动前和低负荷时加热给水并除氧。目前已有将除氧器本体与储水箱结合为一体的所谓无除氧头式除氧器。除氧器是承压容器,在除氧头和储水箱上都装有弹簧安全门或在储水箱上装设水封管,保护该容器不会超压损坏。除氧器的除氧能力与锅炉最大蒸发量相适应;储水箱的有效容水量对中小机组一般是10~15 min最大给水消耗量,对大机组为7~10 min最大给水消耗量。

原理 水与空气接触,会有一部分气体溶解于水中。凝汽器、凝结水泵的轴封和处于真空状态下的法兰、阀门的阀杆等不严密处都会漏入空气,使凝结水中溶有气体;还有与大气相通的疏水、补充水、供热回水都含有较多气体,其成分有氢、二氧化碳、氮等。气体在水中的溶解度与此气体在气水界面上的分压力成正比,加热时气水界面上水蒸气的分压增加,气体的分压降低,溶于水中的气体将不断析出。当加热到饱和温度时,气水界面上的水蒸气分压接近于液面上的全压,所有气体的分压接近于零,这时水中各种气体将全部解析出来。(见除氧器运行)

技术要求 主要是:①进入除氧头的水要在较短时间内充分除氧,必须有足够的蒸汽量将水均匀加热到相应压力下的饱和温度。②把进入除氧头的水分散成0.5~1.0 mm的水滴或水膜,增加水的表面积以加强热交换和气体的解析。但水滴越细其表面张力会越大,对溶解氧的扩散不利。③除氧程度越高,所需时间越长,为此,应阻滞水流使其不致很快落入储水箱,一般均采用多层淋水盘和合理厚度的填料层等办法来解决。④具有良好的蒸汽流通条件,使分离出来的气体能被余汽带出器外。供给的蒸汽量,除用于加热给水达到饱和温度外,还要有0.1%~0.3%的余汽量。

类型 按工作压力可分为大气式、压力式和真空式除氧器;按结构可分为淋水盘式、喷雾填料式、旋膜式、蒸汽喷射式和无除氧头喷雾沸腾式除氧器。

淋水盘式除氧器 常为立式,内设淋水盘5~8层,盘底钻有很多3~8 mm的小孔。大盘中部开有较大的通气孔,大、小盘上下交错布置。凝结水、补充水和疏水、供热回水送入上层淋水盘,高压加热器疏水作为加热汽源的一部分从中部引入,蒸汽由下而上逐层绕行穿过水流,边加热边凝结,将水加热至饱和温度,使不凝结气体从水中析出,给水溶氧含量小于15 μg/L。这种除氧器以大气式居多,除氧性能较差,仅用于中、低压机组回热加热系统。

喷雾填料式除氧器 用于中、高压机组,有立式和卧式两种,200 MW以上机组多采用卧式结构。除氧器上部为喷淋区,中下部为填料层,主凝结水经喷嘴以雾状喷出,与从下向上流动的加热蒸汽接触完成一次除

氧:水落至淋水盘或水算子后均匀进入填料层,进行二次除氧或称深度除氧。使溶氧达到 $5\sim 7\ \mu\text{g/L}$ 。填料层多为 Ω 型不锈钢元件无规则堆放而成或用不锈钢丝网卷制。

旋膜式除氧器 与喷雾填料式除氧器相比,仅以膜式喷管替代了喷嘴,填料层基本相同,结构示意图见图1。凝结水从膜式喷管的进水孔射入后,沿喷管内壁旋流而下形成高速旋转的水膜裙,旋转水膜裙内外两侧与蒸汽接触,提高了热交换强度,气体析出性能增强,因而除氧效果好;且喷管不易损坏,维修工作量小。可用于高、中、低压各种机组,特别适应补水量大、补水温度低和变工况运行的机组,以及供热机组。

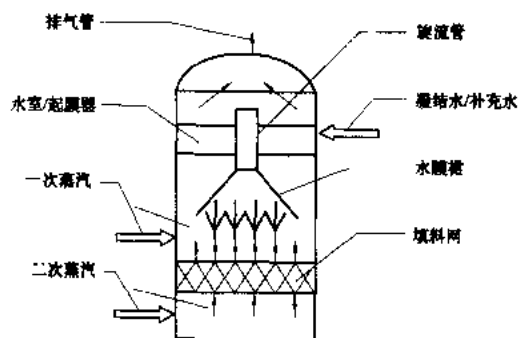


图1 旋膜式除氧器结构示意图

蒸汽喷射式除氧器 在除氧器上部设置两层淋水盘,下部为蒸汽喷射管,蒸汽管两侧设多层不锈钢丝网帘。主凝结水由淋水盘底部小孔落下,与向上的加热蒸汽进行逆向热交换,经淋水盘后的凝结水从蒸汽管两侧流下,与蒸汽管上喷汽孔喷出的蒸汽再次相遇后,水被蒸汽雾化,小水珠附着在蒸汽管两侧的不锈钢丝网帘上,水的表面张力减少,利于不凝结气体的析出(图

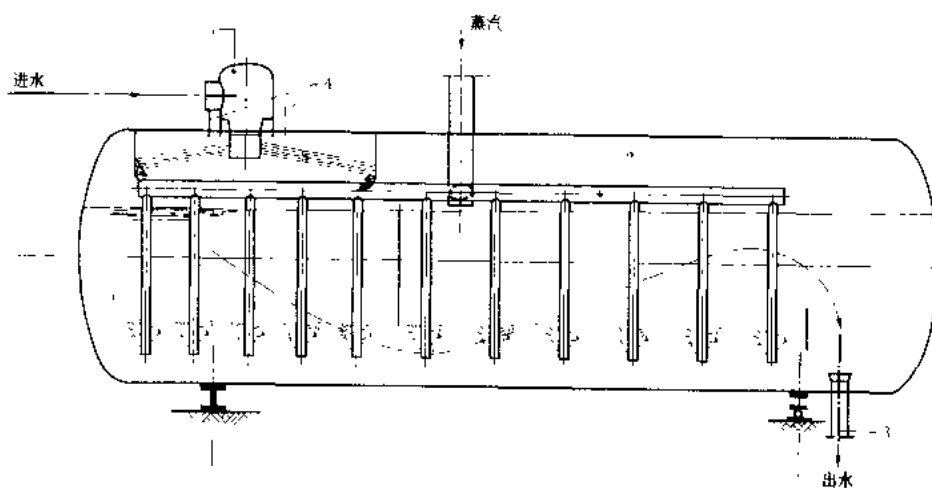


图2 喷射式除氧器工作原理图

1—喷嘴; 2—配汽系统; 3—下水管; 4—排气口; 5—喷射区

2)。这种除氧器用于高压大机组。

无除氧头喷雾沸腾式除氧器 在储水箱上部设置雾化喷嘴,单只喷嘴出力 $50\sim 1200\ \text{t/h}$,凝结水经喷嘴后被蒸汽一次加热,然后通过深入水箱底部的加热蒸汽,使水沸腾实现二次加热(图3)。此种除氧器结构简单,制造成本低,可用于各类机组。

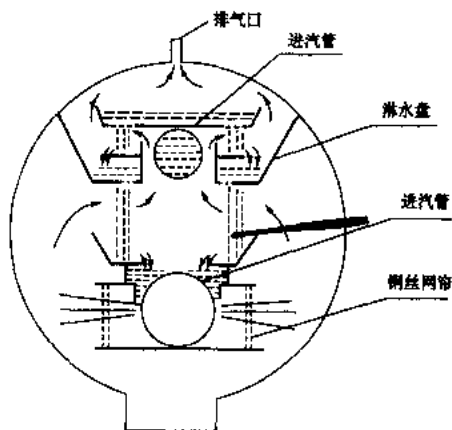


图3 无除氧头喷雾沸腾式除氧器

chuyangqi: yunxing

除氧器运行 (operation of deaerator)

有定压和滑压运行两种方式。滑压运行除氧器压力随主机的负荷改变。供除氧器蒸汽的主机抽汽管上不装设压力调节阀,除氧器的工作压力接近抽汽压力。定压运行的除氧器,其汽源抽汽管上必须装设压力调整器,在低负荷时供除氧器的抽汽还需切换到高一级抽汽,以维持除氧器内压力的稳定。定压运行除氧器系统复杂,抽汽有节流损失,经济性不及滑压运行的高。

保持结构完好是除氧器正常运行的重要条件。若喷雾式除氧器中喷嘴脱落、喷嘴中心偏斜、雾化不良,或者淋水盘式除氧器中配水盘水平位置不正,小孔堵塞或腐蚀穿孔等,都会引起除氧效果恶化。运行中的除氧器维持排气口最佳开度,是获得良好的除氧效果和减小热损失的重要因素,

排气口的开度与除氧器负荷有关,它们之间的关系,应通过除氧器的热化学试验来确定。

定压运行 保持除氧器内的压力和水位稳定是给水泵可靠运行的保证。若除氧器内压力下降过快,会造成给水泵汽化,导致重大事故。因此在机组负荷变动时,要求压力调整器和水位调整器能够及时动作,维持除氧器中压力、水位稳定。

几台除氧器并列运行时,要通过汽、水平衡管来达到各台除氧器内压力和水位的平衡。除氧器并列操作时,待并除氧器内压力应稍低于运行除氧器压力。汽、水平衡阀门应缓慢开启,防止运行中除氧器压力、水位波动。

滑压运行 滑压运行的除氧器要注意在升负荷时保持除氧效果,并在降负荷时防止给水泵汽化。在升负荷过程中,除氧器内压力升高,饱和水瞬间变成不饱和水,此时会出现返氧现象。除氧水箱内水量大,水温很难迅速上升,含氧量不合格情况会出现。为此滑压运行的除氧器水箱内应加装再沸腾管或内置式加热器,以便在升负荷时投入。在降负荷过程中,除氧器内压力降低,但给水泵进口水温不能及时降下来,使得给水泵的有效汽蚀余量降低。降负荷速度越快,有效汽蚀余量下降值越大,甩全负荷是极限情况。为了保证给水泵运行安全要避免负荷上升和下降过快。

经除氧后给水中的溶解氧含量,对于不同型式和不同蒸汽参数的锅炉有不同的要求(见水汽质量标准)。

Chuan Yue Huo Li Dian Chang

川越火力发电厂 (Kawagoe Thermal Power Station) 日本中部电力公司川越发电厂1、2号700MW机组,是世界上第一台大型机组采用超超临界压力(USC)和二次中间再热的发电厂。1号机组于1989年6月并网发电,2号机组于1990年6月商业运行。自投运以来一直保持高度的可靠性,为超超临界机组的开发,提供了可贵的经验。

机组按中间负荷电厂设计,要求负荷变化快,起停迅速,能在较低负荷下连续运行,机组每日起停,采取滑压运行。

锅炉燃用液化天然气;蒸发量2150 t/h,蒸汽参数31.9 MPa,571/569/569℃,为无中间分隔水冷壁、双燃烧中心的单炉膛;低NO_x燃烧器,NO_x排放量不大于50×10⁻⁶;垂直布置的内螺纹管水冷壁;过热器出口联箱和新蒸汽管道采用9Cr1Mo钢(ASME SA-355P91),二级过热器管采用细晶粒ASME SA-213TP347H钢。锅炉由三菱重工制造。

汽轮机为TC4F-33.5型,700 MW,31 MPa,566/566/566℃,3600r/min,由东芝公司制造。超高压缸

与高压缸为合并缸体,并有双流的中压缸和四流的低压缸。超高压和高压缸体用12%Cr铸钢,超高压和高压转子及中压转子用12%Cr锻钢。汽轮机剖面图参见彩图插页第24页47图。

电厂效率:1号机组试运行的实测值见表。

川越发电厂1号机组试运行实测值

项 目	设计值, %	实测值, %
锅炉效率 (HHV 基准)	86.45	86.58
汽轮机效率	48.31	48.39
发电机出线端机组效率	41.76	41.90
变压器出线端机组效率	40.50	40.72
厂用电	3.01	2.83

启动特性为:在8h停机后热态启动,从点火到额定负荷需时139min。

环保性能为:采用催化剂和喷入氨对全部烟流进行净化,净化后NO_x排放量小于19m³/h(标),浓度小于10×10⁻⁶。

根据1998年底统计,1号机共运行78000h,等效可用率62.2%;2号机运行68000h,等效可用率58.8%,等效可用率较低的原因,是因为负荷率低。

川越电厂在1996年和1997年又分别投运了两组容量为1650 MW的联合循环机组,燃用LNG。电厂总容量已达4700 MW,是日本目前(1998年)最大的火力发电厂。电厂外貌参见彩图插页第6页13图。

chuan yue fang da ji gou

传动放大机构 (transmission magnifying machine)

在汽轮机调节系统中传递和放大控制信号的装置。汽轮机调速器输出的位移、油压或电量等变化信号,不足以带动调节汽门,需要对其信号加以转换、放大,使之有足够的驱动功率控制调节汽门,故在调节系统中设置传动放大机构。一般由放大器、油动机等装置组成。在电液型调节系统中还设有电液转换器。

放大器 有随动滑阀式、蝶阀式、继流式、断流式和电子放大器等类型。随动滑阀放大器[图1(a)]为力放大,输出位移信号,信号放大后推动力大,为无接触式放大器,常用作弹性调速器后的第一级放大;蝶阀放大器[图1(b)]为液压放大,输出油压信号,可以设计有较大的放大系数,常用作旋转阻尼调速器后的第一级放大;继流式放大器[图1(c)]亦为液压放大,输出油压信号,无杠杆连接,布置方便,常用作脉冲泵调速器后的第一级放大和液压系统中的中间放大环节;断流式放大器[图1(d)]为力放大,输出位移或油压,信号放大后推动力大,常作为调节系统中最后—

级功率放大；电子放大器一般采用PID放大器，输出电信号，环节系数易调整，易于综合各种电信号，是电液调节系统电信号综合放大环节。各类型放大器特性列于表1。

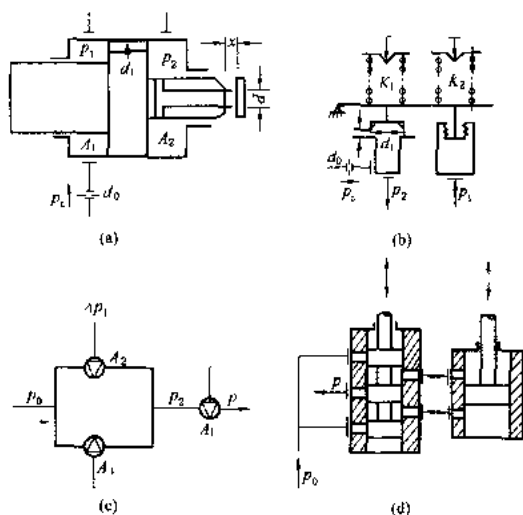


图1 放大器示意图

- (a) 随动滑阀放大器；(b) 蝶阀放大器；
(c) 继流式放大器；(d) 断流式放大器

油动机 启、闭调节汽门的执行机构，为液压功率放大器，又称伺服马达。是由错油门、油动机和反馈机构组成的组合体。按作用原理错油门分为断流式和继流式；按油缸活塞移动方式错油门分为往复式和旋转式；按进油方式错油门分为单侧进油和双侧进油，油动机应具有足够大的提升力（约为调节汽门开启力的2~3倍）；应动作迅速，关闭时间短；频率特性和稳定性要好，控制精度要高。

图2(a)为往复断流式双侧进油油动机。在稳定状态下，错油门门芯处于中间位置，封闭通往油缸油缸活塞上、下的油口，使调节汽门处于某一负荷下的稳定开度。当调速器输出的位移或油压信号使错油门偏离中间位置时，高压油通过油口进入油缸，作用在面积较大的活塞一侧，活塞的另一侧通过油口排油，活塞在两侧压差的作用下移动，通过活塞杆推动配汽机构启、闭调节汽门，同时活塞杆通过杠杆或油压反馈机构使错油门回到中间位置，使调节汽门稳定在新的开度下。这种油动机是依靠油压作用力开启和关闭，提升力大，动作迅速，工作稳定，但耗油量较大，常用于驱动调节汽门。图2(b)为往复断流式单侧进油油动机。在油缸活塞的一侧设有弹簧，另一侧通过错油门通入高压油，

表1 放大器特性

名称	随动滑阀	蝶阀放大器	继流式放大器	断流式放大器	电子放大器
型式	力放大	液压放大	液压放大	力放大	PID 调节放大器
输出方式	位移 x	脉冲油压 p_1	脉冲油压 Δp_1	位移 M (或油压)	电压 U
特性方程	$p_1 = \frac{p_0}{\left(\frac{A_x + A_{20}}{A_1} \sqrt{\frac{A_1}{A_2} + \frac{A_{10}}{A_0}} \right)^2 + 1}$	$p_1 = \frac{p_0}{1 + \left(\frac{\pi d_1 s}{A_0} \right)^2}$	$\begin{aligned} \lambda_1 A_1 \sqrt{\frac{2}{\rho} (p_2 - p)} \\ = \lambda_2 A_2 \sqrt{\frac{2}{\rho} (p_2 - p_2)} \\ + \lambda_3 A_3 \sqrt{\frac{2}{\rho} (p_2 - p_2)} \end{aligned}$		传递函数： $W(P) = K \left(1 + \frac{1}{T_1 s} + \frac{T_{Ds}}{T_{Ds}^2 + 1} \right)$
微分方程	$T_s \frac{ds_2}{dt} + s_2 = s_1$	$\eta_2 = k\eta_1 - T_0 \frac{d\theta}{dt}$	$T_s \frac{ds_2}{dt} + s_2 = s_1 - K_1 s_2$	$T_s \frac{d\sigma}{dt} + \sigma = \eta_2 - \mu$	
放大系数	跟踪油压： $p_2 = \frac{p_1}{1 + \left(\frac{A_x + A_{20}}{A_{d1}} \right)^2}$ 跟踪力： $F = p_1 A_1 - p_2 A_2$	$K_1 = \frac{\Delta p_2}{\Delta p_1}$	动态放大系数： $K_0 = \frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} = -K \frac{p_0}{\Delta p_{1max}}$ 油路放大系数： $K = \frac{2A}{(1+A)^2}$ $A = \left(\frac{A_1}{A_1 + A_2} \right)^2$ 动静反馈比： $K_1 = \frac{A_2}{A_1}$		

续表

名称	随动滑阀	蝶阀放大器	继流式放大器	断流式放大器	电子放大器
特点	放大后推动力大,为无接触式放大器,常用作弹性调速器后第一级放大	可以设计较大的放大系数,常用作旋转阻尼调速器后第一级放大	系统没有杠杆连接,布置方便,常用作脉冲泵调速器后第一级放大及液压系统中间放大环节	放大后推动力大,常用为调节系统最后一级功率放大器	放大系数易调整,易于综合各种电信号,是电液调节系统中间放大环节
主要参数	$d_1 \approx 2.5\text{mm}$ $p_1 \approx 2p_2, A_2 \approx 2A_1$	$\delta = 5\%$ $\Delta p_1 = 0.02205\text{MPa}$ $\Delta p_2 = 0.11025\text{MPa}$	$A=1$ 时, K 最大 $p_2 = \frac{p_1}{2}$ 稳态 $\Delta p_2 = 0$		
表中符号	p_0 —主油压力 (Pa) s_1 —输入量相对值 s_2 —输出量相对值	η_1 —输入量相对值 η_2 —输出量相对值 θ —下级放大环节输出量相对值 s —蝶阀间隙 (m)	p_1 —主油压力 (Pa) p —排油压力 (Pa) λ —流量系数 s_1 —输入量相对值 s_2 —输出量相对值 Δp_1 —输入量绝对值 (Pa)	σ —输出量相对值 η_1 —输入量相对值 μ —反馈量相对值	K —比例系数 T_1 —积分时间常数 (s) T_D —微分时间常数 (s)

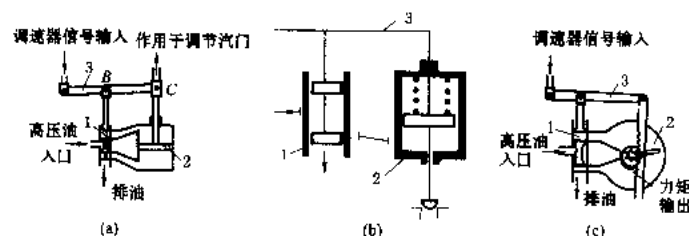


图2 油动机

(a) 往复断流式双侧进油油动机; (b) 往复断流式单侧进油油动机;

(c) 旋转式油动机

1—错油门; 2—油动机活塞; 3—反馈机构

利用弹簧力和油压作用力相平衡的原理,驱动配汽机构控制汽门开度。这种油动机依靠油压力开启,弹簧力

关闭,可靠性高,耗油量少,在相同的结构尺寸下,提升力比双侧进油油动机小,常用作驱动大型汽轮机的调节汽门和主汽门。图2(c)为旋转式油动机。油缸为一扁平盒,活塞为刮板状,高压油推动刮板旋转,由与刮板相连的中心轴将力矩传递给凸轮或齿条,用以启闭调节汽门。这种油动机常用在低参数小型汽轮机上。往复断流式油动机特性列于表2。

电液转换器 电液转换器是将电信号变为液压信号的转换装置,按电磁部分的结

构分为动圈式力矩马达和动铁式力矩马达;按励磁方式分为永磁式和外磁式;按液压控制部分的工作原理

表2 往复断流式油动机特性

名称	断流式双侧进油油动机	断流式单侧进油油动机
关闭时最大作用力	$F_{m1} = A_{m1} p_0 - A_{m2} p$	$F_{m1} = k (s_0 + \Delta s) p A_{m2}$
开启时最大作用力	$F_{m2} = A_{m2} p_0 - A_{m1} p$	$F_{m2} = p_0 A_{m2} - k (s_0 + \Delta s)$
微分方程	$T_\mu dp/dt = \sigma$	$T_\mu dp/dt = \sigma$
时间常数	$T_\mu = (A_{m2} \Delta M_{\max}) / \left[\lambda b \Delta y_{\max} \sqrt{\frac{1}{\rho} (p_0 - p)} \right]$	
特点	依靠油压作用力开启、关闭,提升力大,动作迅速,工作稳定,耗油量大;常用作驱动、控制调节汽门,与错油门组成功率放大器	依靠弹簧力关闭,可靠性高,耗油量少;在相同结构尺寸下,提升力比双侧进油油动机小;与错油门组成功率放大器,驱动、控制大型汽轮机调节汽门和主汽门
表中符号	A_{m1} —活塞上部有效作用面积 (m ²); A_{m2} —活塞下部有效作用面积 (m ²); ΔM_{\max} —油动机最大工作行程 (m); b —错油门油口宽 (m); Δy_{\max} —错油门最大工作行程 (m)	k —弹簧刚度 (N/m); s_0 —弹簧预压缩量 (m); Δs —弹簧工作行程变化量 (m); M —输出量相对值; σ —输入量相对值

分为单喷嘴和双喷嘴、滑阀式和碟阀式；采用断流式或继流式滑阀；按油的工质分为汽轮机油和抗燃油，工质的压力有低压和高压之分。一般西欧和苏联多采用动圈式力矩马达，带套筒式节流滑阀，英美及日本多采用动铁式力矩马达，双喷嘴或射流管式前置级液压放大器，中国目前低压工质系统多采用动圈式，高压工质系统多采用动铁式。

图3为动圈式电液转换器结构图，图3(a)为十字弹簧力平衡动圈式电液转换器，图3(b)为电磁力平衡动圈式电液转换器。动圈式电液转换器自振频率较低、输出力矩较小，但线性较好、磁滞小。

图4为动铁式电液转换器，图4(a)为双喷嘴式电液转换器，图4(b)为射流管式电液转换器。这种电液转换器为力反馈型，线性度好、工作稳定、动态性能优良。多用在高压抗燃油为工质的系统中。对加工精度、装配工艺的要求较高，部套间的间隙较小，对油的清洁度的要求较高。

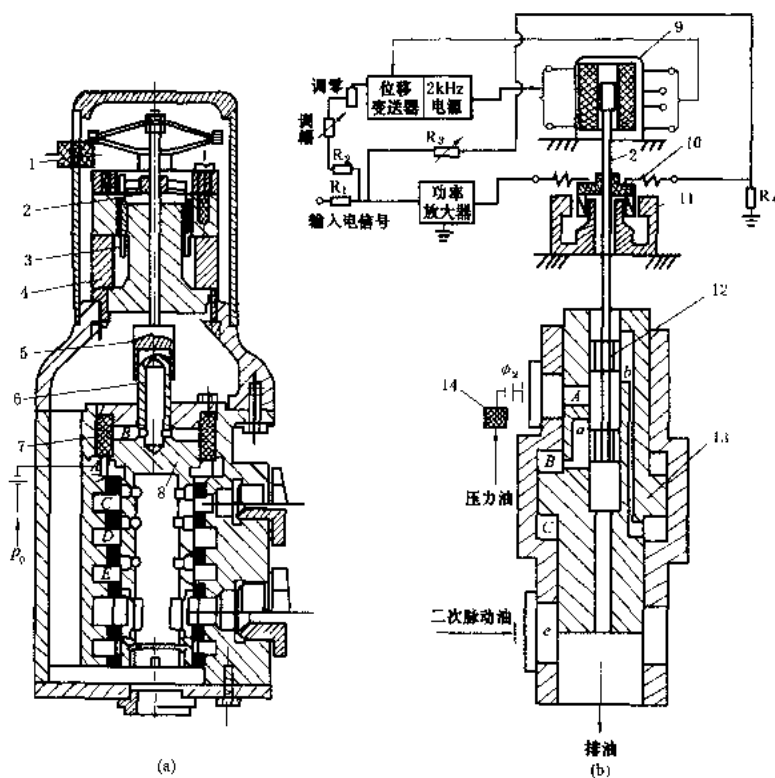


图3 动圈式电液转换器

(a) 单喷嘴式电液转换器；(b) 滑阀式电液转换器

1—接线端子；2—连杆；3—线圈；4—衬套；5—挡板；6—喷嘴；7—套筒；8—随动滑阀；9—位移线圈；10—控制线圈；11—磁钢；12—小滑阀；13—大滑阀；14—滤网

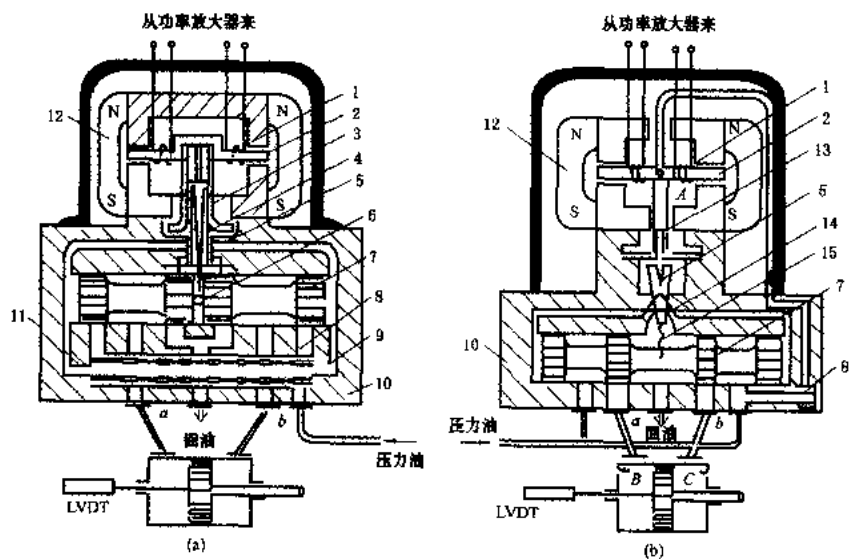


图4 动铁式电液转换器

(a) 双喷嘴式电液转换器；(b) 射流管式电液转换器

1—控制线圈；2—可动衔铁；3—弹簧管；4—挡板；5—喷嘴；6—反馈杆；7—断流滑阀；8—滤油器；9、11—固定节流孔；10—外壳；12—永久磁钢；13—射流喷管；14—射流接收器；15—反馈弹簧

· 70 ·

传热学 (heat transfer) 研究热量传递规律的学科。传热是自然界和工程实践中普遍存在的现象之一。热力学第二定律指出,热量总是自发地由高温传向低温,因此哪里有温度差,哪里就有热量传递,传热学正是研究这一现象的一门科学。

在热能工程中,传热的问题占据特殊重要地位。如提高锅炉的蒸汽产量,提高循环水冷却塔和凝汽器的效率以缩小尺寸和降低成本,防止燃气轮机燃烧室和燃气透平工作叶片过热损坏,减小内燃机气缸盖的热应力,确定热电厂供热用换热器的型式与换热面积等,都是典型的传热问题。通常可归纳为两类:确定热量传递的多少和求出物质内部的温度分布。

学科内容 基本传热方式有三种:热传导、热对流和热辐射,他们都是传热学的研究内容。

热传导 沿传热方向物质各部分之间不发生宏观的相对位移的情况下,由于直接接触而发生的热量传递过程,简称导热。大量实践证明,热传导的宏观效果服从傅里叶定律:

$$q = -\lambda \text{grad}T \quad \text{W/m}^2$$

它表明热流量(热流密度) q 与温度梯度 $\text{grad}T$ 成正比。比例系数 λ 称为导热率,或导热系数,是材料的一种属性。它取决于导热的微观机理,并与物质形态以及物质结构密切相关,比较复杂;因此,其数值均由实验测定。从物质形态看,一般以固态的导热系数最大,液态次之,气态最小。固体材料中以金属的导热系数最大,无定形硅酸盐材料最小。

热对流 温度不同的流体各部分,宏观相对运动引起的热量传递。热对流仅能发生在流体中,且必然伴随有热传导现象。工程上最常见的是流体与其所接触的固体壁面之间的换热过程,它是流体的热传导与热对流综合作用的结果,称为对流换热,或对流放热。对流换热取决于流体的物性、运动的状态和固体壁面的几何形状与尺寸。流体运动的情况按其运动的起因分为自然对流与受迫对流。按流动空间的特性分为大空间内自然对流和密封空间内自然对流以及外部受迫对流和内部受迫对流;按流动状态分为层流与湍流,因此对流换热的规律也很复杂,影响因素众多。在工程计算中,由牛顿冷却定律来表述:

$$q = \alpha(T_w - T_f) \quad \text{W/m}^2$$

式中 q 为对流换热热流密度; $T_w - T_f$ 为壁面与流体间的温差; α 为换热系数,或称放热系数。牛顿冷却定律的公式并未把问题简化,而是将对流换热的复杂性全部集中反映在 α 之中了,因而 α 成了一个受流体性质、流速、流道几何形状与尺寸、壁面粗糙度、流道进口形状、壁面加热条件,以及在换热过程进行中有无相变

化等众多因素影响的重要参数。

热辐射 物体因热激发引起电磁场的交替变化而辐射能量的过程。它是波长在 $0.1 \sim 100 \mu\text{m}$ 之间的电磁辐射,因而不同于其他传热方式,可以没有中间介质而在真空中传递热量。例如,太阳因高温热激发不断有大量的热能转变为辐射能向周围的宇宙空间发射出去,其中有一部分投射到地球表面上,这部分辐射能中的一部分转变成热能而被地球表面所吸收,另一部分则被地球反射到周围的宇宙空间去;反之,地球因热激发也会不断地将热能转变为辐射能向周围宇宙空间发射出去,同样地,会有一部分射落到太阳表面上的那部分辐射能,大部分转变为热能而被太阳吸收,小部分被反射。这种不相接触的物体间通过热辐射而进行的热量传递称为辐射换热,它不但包括无需中间介质的热量传递过程,而且还包括参与换热物体表面上的辐射能与热能之间的互相转换过程。地球就是靠辐射换热不断地从太阳获取巨大能量的。那些能把投射到其表面上的辐射能全部转变为热能而将其吸收的物体理论上定义为黑体。黑体辐射能力可由斯忒藩-玻耳兹曼定律表述,即

$$q = \sigma T^4 \quad \text{W/m}^2$$

式中 σ 为斯忒藩-玻耳兹曼常量, $\sigma = 5.6688 \times 10^{-8} \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K}^4)$,如果不是黑体,此常数需另加修正; T 为物体表面的绝对温度。显然,辐射换热不但强烈地依赖于物体的温度水平,而且还与物体表面的辐射能力(把热能转变为辐射能的能力)和吸收能力(把辐射能转变为热能的能力)以及物体的几何形状、位置和互间的距离密切相关。

传热的强化和削弱是传热理论应用的重要方面,它是推动换热器和绝热保温技术发展的主要动力。

质量传递经常与对流换热相伴发生,相互作用,而且有与对流换热类似的传递规律,所以它也是传热学的研究内容。通常把这一领域的学科内容称为传热传质学。

研究方法 虽然工程上遇到的传热过程一般都是综合的,如锅炉炉膛内火焰对水冷壁管壁的传热,是辐射、对流及导热三种基本方式综合作用的结果,但是为了研究与分析方便,人们在研究中仍把它们分开来寻求其各自规律,然后在工程计算中加以综合。研究方法分理论和实验两个方面。以相似分析和测试技术相结合的实验研究方法,就是研究对流换热中最常用的手段。它适应性大,可信度高,对于那些换热物理模型还不太清楚的课题(诸如复杂的湍流和两相流传热)尤为重要,而且还是其他研究方法的检验标准。这是一种发展较早的经典实验方法,它用来确定换热系数和换热准则关系式,它也是热模化研究方法的基础。但用它难

以揭示出换热的机理。60年代中期以来,由于光学测试技术的应用,速度场和温度场的测定以及流型的显示,把实验研究推进到一个更高的水平,为揭示换热机理和建立物理模型提供了可靠的依据。建立在微分方程或积分方程求解基础上的解析法(包括积分求解与边界层分析)是一种推理严密的经典理论方法,它又是相似分析和数值计算的基础。但是解析法往往要对问题作较大的简化,而且由于数学方面的原因,除极少数简单情况外,应用它求解一般工程问题受到限制。对基本方程进行数值求解能够回避这种困难,自60年代将计算机的应用引进传热学的研究以来,在计算数学迅速发展的推动下,正在形成一种有效求解的新途径。它应用灵活、精度高、运算快、可以进行优化分析,扩大了人们处理问题的能力。但是,它必须依靠实验观察来建立物理模型,用流场或温度场的测定数据来检验它的方法和某些结果。因此,数值求解法必须与实验研究互相配合,要善于利用不同方法的长处,使之相辅相成。

发展简史 传热学的发展已经历了二百多年的历史。早在1701年, I. 牛顿(Isaac Newton)提出了被后人称为牛顿冷却定律的数学表达式。但是对流换热的真正发展却是两个世纪以后才形成的,德国科学家 E. K. W. 努塞尔(Ernst Kraft Wilhelm Nusselt)的相似分析和 L. 普朗特(Ludwig Prandtl)的边界层理论为对流换热的实验研究和理论分析奠定了基础,开辟了途径。此后,在众多科学工作者的努力下,形成了基于相似原理之上的经典实验研究法和边界层理论的分析解法。在它们的推动下,对流换热得到了很大的发展。在热传导方面,法国物理学家 J. B. 毕奥(Jean Baptiste Biot)于1804年得出的导热实验结果是导热定律的最早表述。稍后,他的同胞 J. B. J. 傅里叶(Jean Baptiste Joseph Fourier)运用数理方法更概括而准确地表达成微分形式,后来称之为傅里叶定律。在热辐射方面,1860年 G. R. 基尔霍夫(Gustav Robert Kirchhoff)通过人造空腔模拟黑体论证了在相同温度下以黑体的辐射率(黑度)为最大,得出物体的辐射率与同温度下该物体的吸收率相等,被后人称为基尔霍夫定律的结论。1878年 J. 斯忒藩(Josef Stefan)实验得出的辐射率与绝对温度四次方成正比的结果。稍后为 L. E. 玻耳兹曼(Ludwig Eduard Boltzmann)于1884年用热力学方法从理论上所证明,称为斯忒藩-玻耳兹曼定律。1900年 M. 普朗克(Max Planck)在研究空腔黑体辐射时引入的量子化概念导致现代物理学量子理论的创立,是一巨大的科学发现。他得出的普朗克定律不仅描述了黑体辐射与温度和频率的关系,还论证了1896年 W. 维恩(Wilhelm Wien)用热力学方法得到的黑体能量分布的位移定律。

可以认为20世纪以前传热学是作为物理学的一部分而逐步发展的,只是在半个世纪以前,由于新兴工业和科技提出的需要以及实验测试和计算手段提供的可能,才使它作为系统而完整的一门科学出现在工程界。而在20世纪60年代以后,由于实验技术的发展(如光学测试速度场与温度场的技术)和电子计算机的推广应用,使传热学的发展进入了一个新阶段。在短短的二十多年内得到了迅速的发展,使整体的、宏观的工程研究与流场测定、流型显示的换热机理研究融为一体。今天,传热学已经是一门几乎涉及整个工程技术及农林牧渔、医药卫生等广泛领域的现代化科学,并且日益增多地与诸如流体力学、燃烧学、热力学、电磁学、光学、机械工程学等学科互相渗透,形成像多相传热、燃烧传热、非牛顿型流体传热、等离子体传热、计算传热等许多重要分支。由于传热学的发展,反过来又大大地促进了工程技术装备的更新和生产力的发展。如冷却技术的提高使燃气轮机的效率得到提高、寿命得以延长、大型高速电子计算机的冷却问题得以解决;新型高效换热设备的出现使许多工业领域中的节能技术提高到空前高水平。机械、动力、化工、石油、冶金、轻工、电子、食品、宇航、造船等工业的当今发展很难想象可以脱离传热知识的配合。因此,传热学日益受到工程界的普遍重视。今天,动力工程仍不断地向传热学提出大量有趣的新课题,如工质在亚临界和超临界区的换热、具有燃烧时的气固两相流换热、有化学反应时固定床和流化床内的换热、复杂几何流道内的换热、空冷电站内空冷凝汽器传热的强化、燃气轮机的燃烧室和透平叶片的冷却、快中子反应堆的冷却技术、湍流换热、小温差换热的强化、激光等新的实验技术与计算机的应用推广、核工程中有限空间的自然对流等,它们都将为传热学的新发展提供广阔的前景。

参考书目

- 杨世铭主编, 传热学, 北京: 人民教育出版社, 1980
- 王补宣, 工程传热传质学(上册), 北京: 科学出版社, 1982
- 王补宣, 工程传热传质学(下册), 北京: 科学出版社, 1998

chuhai zhuangzhi

吹灰装置 (soot blower) 用各种介质来清除锅炉烟气侧受热面上附着的灰渣等沉积物的设备。它能改善锅炉受热面的换热条件,从而提高锅炉效率。对保证锅炉出力和控制过热蒸汽温度均有重要作用。

根据结构和用途的不同,常用吹灰器型式有:①短行程炉膛吹灰器,用于炉膛;②长伸缩式吹灰器,用于

烟气温度较高的对流受热面；③固定式吹灰器，用于烟气温度较低的对流受热面；④振动除灰装置，用于屏式过热器；⑤钢珠清灰装置，用于省煤器和管式空气预热器；⑥回转式空气预热器用的是摇动式和伸缩式吹灰器。其中④、⑤两种已不见采用。近年来，气脉冲及声波吹灰装置在中国电站锅炉上已渐见试用。

吹灰方法以及吹灰效果与灰渣的性质有密切的关系，而灰渣的性质与煤灰的成分、灰熔点、灰黏度特性等因素有关。灰分中碱性物质多或 Na_2O 和 K_2O 含量高，则灰渣清除困难。炉膛内的塑性渣是最难清除的。对于较难除去的灰渣，采用较高的吹灰介质压力。

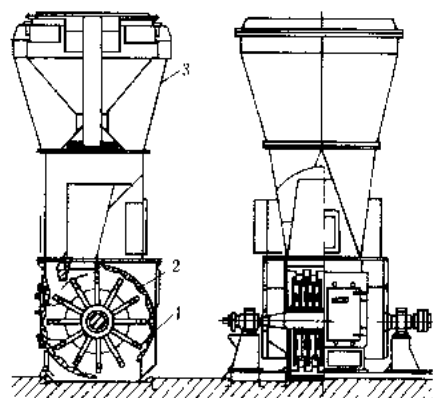
吹灰介质常用空气、蒸汽和水。一般炉膛蒸汽吹灰的阀前蒸汽压力为 1.0~1.8 MPa，水力吹灰的阀前水压为 0.8~2.0 MPa，空气吹灰的阀前空气压力为 1.1 MPa；尾部受热面阀前吹灰蒸汽压力为 0.6~1.2 MPa，空气压力为 0.5~0.8 MPa。吹灰蒸汽温度至少有 30℃ 的过热度，以防蒸汽内含有水滴而腐蚀受热面管子，并损坏吹灰器及阀门，引起管道振动或水击。推荐吹灰用蒸汽焓值为 3000 kJ/kg 左右。

吹灰器的布置间隔，根据不同吹灰器的吹扫半径来确定，一般为 1.5~3.6 m。吹灰系统应有疏水装置。吹灰汽源较多来自锅炉本身，有时取自汽轮机抽汽。

现代大容量锅炉用的吹灰器，多数采用程序控制小电机驱动。其功能是完成吹灰器的程序自动启闭或相应手动操作，以及保护和报警。保护和报警功能包括吹灰介质压力过低保护报警，过载保护报警，进汽截止阀与吹灰器连锁保护，以及各种状况及运行参数的信号指示等。

(h. w. j. momeiji)

锤击磨煤机 (impact mill) 利用高速旋转锤头的动能把煤击碎的机械设备，为高速磨煤机。锤击磨煤机的结构如图示，在磨煤机壳体中的转子上装有若



锤击磨煤机

1—锤子；2—护板；3 粗粉分离器

干排活动的锤杆，锤杆端部装有可更换的锤头。当转子以高速 (590~980 r/min) 旋转时，锤头以约 80 m/s 的线速度运动，利用其动能把煤击碎。

锤击磨煤机在俄罗斯和德国应用较多，主要用于磨制高水分褐煤，也有少数用于磨制烟煤。按热干燥剂引入方式，可分为轴向进风、切向进风和轴、切向联合进风三种。轴向进风自身通风能力较强；切向进风机械结构较合理，轴承工作条件得到改善，轴长度也可短些，磨煤电耗也较轴向进风低。

锤击磨煤机可配置竖井式分离器和惯性分离器。合格的煤粉随干燥剂通过燃烧器进入锅炉炉膛，不合格的粗粉粒回落重新磨制。竖井式分离器用于小容量磨煤机，煤粉较粗 ($R_{90} > 45\%$)，锅炉容量在 250 t/h 以下。当锅炉容量更大时，对褐煤、页岩及泥煤采用惯性分离器较为合理。

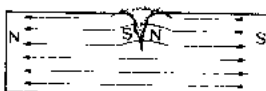
锤击磨煤机自身鼓风压头很低，只能配以低阻力的粗粉分离器和燃烧器。

锤击磨煤机由于转速高，锤击磨损很严重，寿命一般只有 800 h，需要经常停磨更换。

由于风扇磨煤机的发展和完善，锤击磨煤机的应用逐渐减少。

(c. t. j. shang)

磁力探伤 (magnetic inspection) 用磁性方法进行探伤的无损探伤技术。其原理是根据磁化后的铁磁材料或工件在表面或近表面缺陷处形成可检测的散漏磁场。此时，在工件表面上喷洒磁粉或用其他方法即可显示出缺陷位置、形状和大小 (见图)。磁力探伤



磁粉探伤原理

时，若磁力线与缺陷位置垂直，漏磁场最强，也最有利于缺陷的检出；若与缺陷平行，则无漏磁场产生，该缺陷便漏检。

磁力探伤方法 磁力探伤方法主要是磁粉法，另外尚有利用检测元件探测漏磁场的其他方法，如录磁成像法、电磁感应法和磁电转换元件法。

磁粉法 在磁力探伤中应用最普遍的方法。探伤步骤：①采用励磁线圈或外磁场使检测构件磁化；②在被检构件表面施加磁粉或磁粉悬浮液；③观察被检构件表面的磁粉积聚痕迹。操作时应注意高速磁化方向，以免漏检。

录磁成像法 把具有很高矫顽力和剩磁的磁带贴在被检测的构件上，然后对工件进行适当磁化。构件磁化时产生的漏磁现象被记录在磁带上。然后通过回放磁头，将磁带上所记录的磁迹变成电信号显示在荧光屏上，也可以使用记录仪获得缺陷漏磁场的完整曲线



或图像,从而确定出缺陷的部位、性质和大小。

电磁感应法 将检测线圈靠近漏磁场,使线圈与构件相对移动,就能检测出缺陷部位的漏磁。线圈检出缺陷的灵敏度除决定于线圈匝数、面积及磁场分布外,还与线圈的相对运行速度有关。

磁电转换元件法 磁电转换元件即磁敏元件。目前用于检测的磁敏元件有霍尔元件和磁敏二极管。磁电转换元件检出漏磁场的信号电压与元件相对磁场的运行速度无关,很有实用价值。

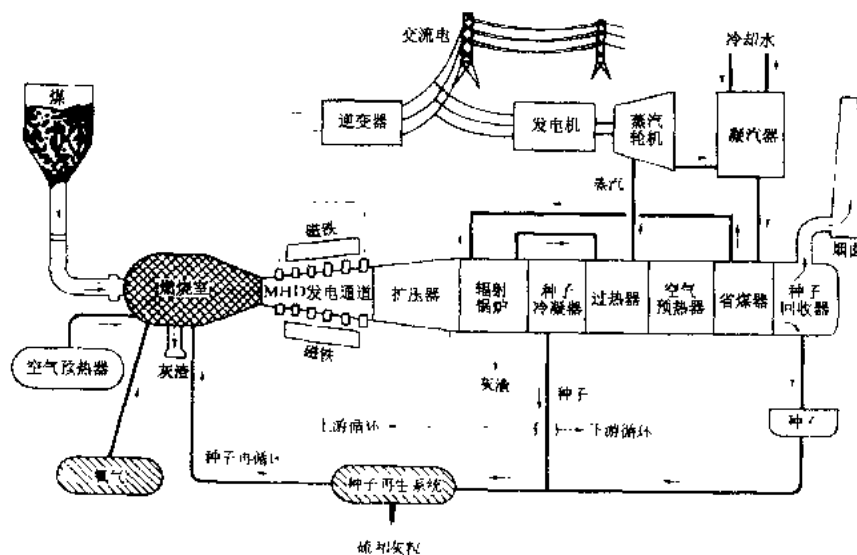
磁力探伤装置 为了适应各种工件的探伤,发展了种类繁多的探伤设备,通常分为固定式、移动式 and 便携式三种类型。其中便携式设备称为磁力探伤仪。主要组成部分为磁化电源和实现磁化时所用的线圈或磁轭。小型电磁轭(即磁化构件时所用的组合磁化电极)及与其有关的探伤设备通常以提升力作为主要的技术指标。它标志着磁化工作能力,提升力大小与磁感应强度 B 的平方成正比。对于交流磁轭,要求间距为 75~150 mm 时,提升力至少有 44 N;直流磁轭至少 177 N。

电厂应用 电厂运行部件材料除奥氏体钢和铝、铜等有色金属外,大多是铁磁性金属。由于磁力探伤具有直观、高灵敏度(可发现尺寸为微米级的表面缺陷)、操作简单以及不受构件大小和尺寸的限制等优点,在电力工业中得到广泛应用。如联箱等接管座角焊缝裂纹等缺陷的检查、表面裂纹深度和裂纹倾角测量、镍基叶片磁化率测量和寿命评价,汽缸结合面和内外表面裂纹检查,非奥氏体钢管道、弯头、三通表面和焊缝裂纹检查,以及水涡轮叶片裂纹检查等。

简史 1832 年 M. 法拉第(M. Faraday)在伦敦英国皇家协会(Royal Society of London)首次提出磁流体发电的基本原理。1938 年匈牙利工程师 B. 卡尔维茨(B. Karlovitz)在美国达兹堡建立了世界上第一台磁流体发电机,证实了磁流体发电的基本要素。1959 年美国阿美柯(AMCO)公司成功地研制出第一台能发出实际有用功率的磁流体发电机。60 年代先后制成 18 MW 及 32 MW 的机组用于风洞和激光武器。1971 年苏联建成热输入为 250 MW 的燃用天然气的磁流体发电-蒸汽动力发电联合试验电厂。1975 年美国制订了关于磁流体发电的国家研究规划。世界上有些国家正在从事磁流体发电的研究工作。美国准备建设一个实用的燃煤磁流体发电装置。

中国从 60 年代初开始进行磁流体发电的研究工作。根据国家燃料政策,从 1982 年起转向燃煤磁流体发电的研究,已建立了热功率 4~6 MW 的燃煤燃烧室与试验性机组。

根据工作介质的工作方式,目前磁流体发电可采用开式循环和闭式循环两种方式。



开式磁流体-蒸汽联合循环发电系统示意图

Multi-fuel

磁流体发电 (magnetohydrodynamic power generation)

高温导电流体 (电离的高温烟气、惰性气体或液态金属) 高速通过横向施加强力磁场的通道,在通道上下两壁装设的电极间感生电动势产生电流的一种发电方式。可在不用旋转机械的情况下将热能直接转换为电能。磁流体发电可与蒸汽动力发电组合成联合循环的运行方式,综合热效率可达 50%~60%,是当前许多国家积极研究开发的能源项目之一。

开式循环 工作介质一次性通过整个磁流体发电系统的工作方式。在开式循环中,使用最广泛的工质是高温烟气。在燃烧室中,燃用各种化石燃料,并以富氧空气或高温空气作氧化剂,便可获得温度高达 2800~3000 K 的高温烟气。为了促进气体的电离,还需向烟气添加一定量的容易电离的物质,如钾盐,称为“种子”。发电通道排出的烟气温度仍高达 2300~2500 K,为了有效地利用能量,把这部分烟气继续送入蒸汽锅炉,产生蒸汽并发电,从而组成磁流体-蒸汽联合循环电厂(MHD 电厂)。图中给出了开式 MHD 电厂的装置



系统。当机组容量大于 200 MW 时,电厂的效率可高达 45%~50%。

闭式循环 工作介质在发电通道内反复循环的工作方式。闭式循环中常用的工质为惰性气体或液态金属。若用惰性气体作工质,当它们被高温烟气加热到 1700~2000 K,并添加铯(Cs)作种子,提高气体电离度后,即可进入通道发电,出通道时惰性气体温度已降低,被重新加热后再进通道反复循环。高温烟气在加热惰性气体后,可再送入蒸汽锅炉产生蒸汽发电,从而组成闭式磁流体-蒸汽联合循环。由于加“种子”的惰性气体的电导率较高,即使此联合循环电厂的容量只有 20 MW,电厂的效率仍高于同容量的蒸汽动力发电厂。

当用液态金属工质组成闭式磁流体-蒸汽联合循环时,由于液态金属有良好的导电性能,即使液态金属的温度只有 1000 K,联合循环电厂的容量只有几千千瓦,也可充分体现出磁流体发电效率高的优点,因此它可以应用到许多新的领域,如核能、太阳能和余热利用等。

关键技术 磁流体-蒸汽联合循环电厂包括的环节多、综合性强、技术比较复杂。其关键技术有高性能燃烧室、通道材料、超导磁体、下游锅炉以及逆变系统等。

高性能燃烧室 磁流体发电燃烧室要求燃烧效率高、燃烧稳定、出口气温均匀、热损失小,且具有一定的电导率。为了减少电离种子的损失,燃煤燃烧室需在种子加入前排除大部分灰渣。与此同时,根据磁流体发电的特点,燃烧室常带高电压(达数万伏),绝缘问题也很突出。

发电通道高温材料 发电通道是磁流体电站的核心部件,导电和绝缘材料是通道最重要的组成部件。要使通道的转换效率高,能安全可靠运行,材料,特别是电极材料起着决定性的作用。以煤为燃料的磁流体发电,电极沉渣会使电极遭受强烈的氧化和硫化腐蚀及电弧烧蚀,大大影响电极的寿命。

超导磁体 500~1000 MW 的磁流体-蒸汽联合循环电厂要求磁场强度 5~6 T(特斯拉),磁场空间直径 2~4 m,有效长度十余米。这样大的超导磁体全世界都还没有成熟产品。

下游锅炉 磁流体-蒸汽联合循环电厂的锅炉特点是,进入炉膛的烟气温度较高(2000℃左右),以及烟气中的种子和熔渣易于沉积在锅炉壁面。因此存在高温下碱性熔渣对锅炉材料的腐蚀与烟道堵塞等问题。

逆变系统 烧干净燃料的磁流体发电逆变器,前苏联已获得解决。燃煤磁流体发电,由于阴极壁渣短接

和周期性烧断,引起电流和功率输出有随机不稳定性,使换流问题复杂化。

展望 磁流体发电是一种清洁高效的发电技术,近几十年来已获得一定进展,但尚未成熟。从全世界范围看,在大型化方面还有不少技术经济问题需要进一步探讨和解决。因此,磁流体发电大规模的工程应用,看来要延至 21 世纪初甚至更晚。

、longou xiezhen

次同步谐振 (subsynchronous resonance)

当有串联电容补偿的电力系统受到扰动发生电感电容谐振,其谐振频率与透平发电机组的轴系扭振某一振型的频率互补,即两者之和接近或等于系统的同步频率时所发生的谐振。透平发电机组的轴系有透平机的各级转子和发电机及励磁机的转子,它们构成像用弹簧连接的多质量扭转振荡系统,其固有自由振荡频率 f_m 有好几个,而且低阶振型的频率往往低于电力系统的同步频率 f_s 。当透平发电机组发生轴系扭振时,发电机的转子磁场对电枢来讲是以 $f_s \pm f_m$ 频率旋转,电枢电流也就有这两个频率。当电力系统的电感电容谐振频率 f_r 接近或等于 $f_s - f_m$ 时,就会发生次同步谐振。电力系统的电磁谐振与透平发电机组轴系扭振互相激励,致使轴系扭转应力增大,严重时可使发电机的转轴遭受损害。在 70 年代初,美国莫哈维(Mohave)电厂曾先后发生过两次次同步谐振,两台发电机的发电机和励磁机之间的轴段先后发生严重的裂纹。

防止次同步谐振的对策有,在转子上加装阻尼绕组,或在升压变压器中性点加装阻塞滤波器组,但投资昂贵;也有在励磁系统上加装电力系统稳定器的。但后来发现快速励磁系统加装电力系统稳定器时,如选择配置不当,多机的稳定器互相干扰,还是不能防止次同步谐振。最近根据最优控制原理设计的一种线性最优励磁控制(LOEC),投资较省,效果最好。防止次同步谐振的最经济有效的措施仍在研制中。

近来还发现调整直流输电的功率时,或有串联补偿的电力系统切除故障重合闸后,也可能引起次同步谐振。因此,最近对大容量透平发电机加装扭转振动监测装置,有次同步谐振报警器和扭转应力分析仪,对次同步谐振的振动转矩对转轴寿命的影响进行分析并记录。

culen fenli

粗粉分离器 (classifier) 将磨煤机送出的煤粉中的不合格粗粉从气粉混合物中分离出来,送回磨煤机继续磨碎的装置。分离原理有重力分离、惯性分离和离心分离,通常粗粉分离器以一种分离方式为主,兼

有其它分离方式。粗粉分离器的性能对制粉系统的性能影响极大,一个好的粗粉分离器应有较小的阻力、高的煤粉细度改善指数和高的煤粉均匀性改善指数,并且要性能稳定和耐用。常用的粗粉分离器有离心式、回转式、组合式和惯性分离器等几种。

离心式粗粉分离器 径向离心式粗粉分离器结构如图1所示。从磨煤机出来的煤粉和干燥剂的混合气流,垂直向上经进口管进入分离器外锥,由于通道截面扩大,流速降低,部分粗煤粉因重力作用被分离出来;气流由外锥流向叶片及由叶片流向出口管时,气流转向产生惯性力,起再次分离作用;气流进入内锥通过叶片的引导产生旋转运动,粗煤粉因离心力继续被分离出来。运行中可通过改变叶片角度,增加或降低气流旋转强度来调节煤粉细度。继

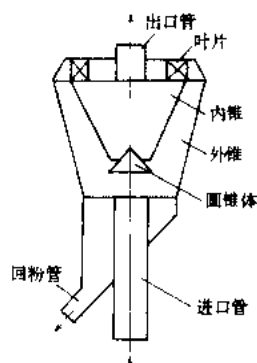


图1 径向离心式粗粉分离器

径向离心式粗粉分离器之后开发出了轴向叶片粗粉分离器,如图2(a)所示。叶片置于内、外锥之间,由于气流旋转提前,延长了煤粉颗粒的分离路程,分离效果加强。同时由于气流路线的改变及进出口管径的扩大,使分离器阻力降低。近年来,又开发了串联

双轴向式粗粉分离器,如图2(b)所示。即在内、外锥之间的下部又增加了一级轴向叶片。由于气流从下部即开始旋转,进一步延长了煤粉颗粒的分离路程;同时在内、外锥之间由于气流旋转而使气流分布均匀(原气流贴内锥流动),有利于内、外锥之间的重力分离及阻力的降低。另外由于该分离器将内锥下部的回粉间隙取消,避免了回粉间隙的堵塞带来分离效果波动的问题。

回转式粗粉分离器 如图3(a)所示。它的壳体里装一个由电动机带动的由多枚叶片制成的转子。气粉混合物受到旋转转子的带动,从而产生较强的离心分离作用;混合气流通过叶片间隙时,较粗颗粒煤粉又

会被叶片撞击失去动能而分离出来。通过改变转子转速可调节煤粉细度。这种分离器尺寸紧凑、阻力小、煤粉细度调节灵敏。但由于存在转动部件,增加了维护量和故障率。

组合式粗粉分离器

回转式和离心式的组合,如图3(b)所示,是近年来发展起来的。气流从进入静止叶片前开始拐弯,一直到气流离开出口之前又通过回转叶片,得到进一步的旋转,分离路程较长,分离效果得到加强,煤粉均匀性改善较大。而且可以获得极细(R_{90} 达5%)的煤粉,这在利用燃烧措施降低 NO_x 中减少飞灰未燃损失是有利的。

惯性粗粉分离器 分单流道和双流道两种,如图4所示。它是装于风扇磨煤机上,借助调节挡板使气流

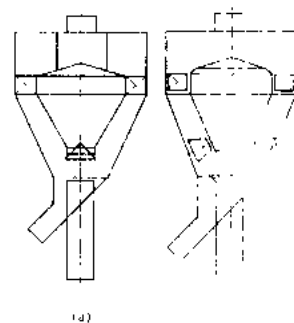


图2 轴向式粗粉分离器
(a) 单轴向式;
(b) 串联双轴向式

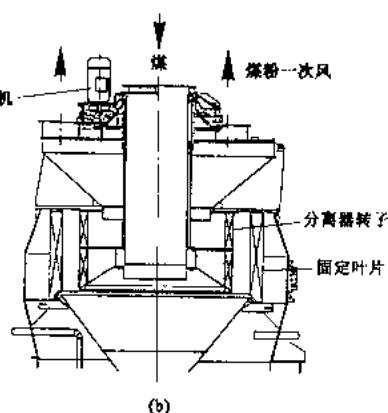
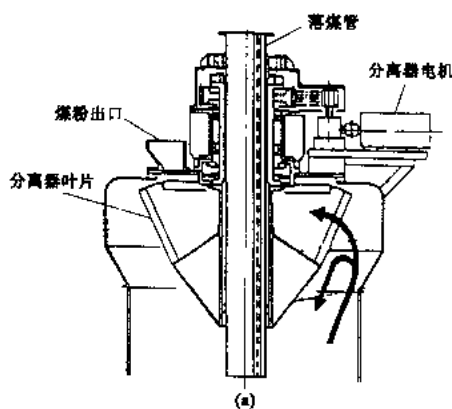


图3 回转式粗粉分离器
(a) 回转式; (b) 组合式

转向,利用产生的惯性力将粗粒煤粉分离出来,改变调

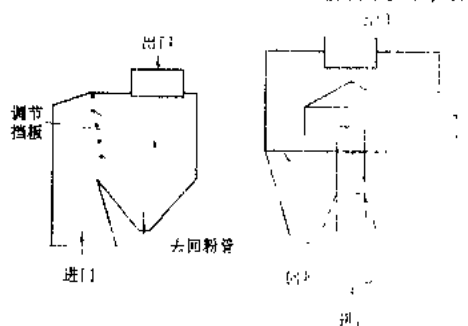


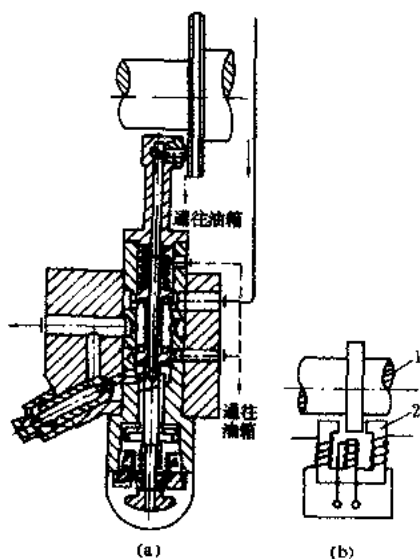
图4 惯性粗粉分离器
(a) 单流道; (b) 双流道

节挡板的角度可以调节煤粉细度。这种分离器虽然体积较大,但结构简单、阻力小,适用于允许煤粉较粗的褐煤。双流道惯性分离器比单流道阻力略大,但煤粉均匀性比单流道好。

...miou baohu

窜轴保护 (thrust bearing wear trip; axial shaft displacement protection) 防止因推力轴承磨损或推力过大引起汽轮机损伤的保护装置,又称轴向位移保护。推力轴承过负载能力差,在运行中如遇有进水、进湿蒸汽等原因导致推力突然异常增大时,可能使推力轴承损坏,以致叶轮与隔板、汽封等动静部分碰磨,引起严重的汽轮机损伤事故。因此窜轴保护应在轴向位移明显增大(窜轴)达到预定限值时报警或紧急停机。窜轴保护有液压式和电动式两种。

液压式窜轴保护的感受元件为一油喷嘴,它与固定在水轴上的圆盘垂直平面之间形成间隙(图a),间隙变化可引起油喷嘴后的油压变化。如轴向位移增大,间隙也随之增大,使油压降低引发保安系统报警或跳闸装置动作。



窜轴保护

(a) 液压式; (b) 电动式
1—主轴; 2—山形铁芯

电动式窜轴保护的感受元件为一山形铁芯线圈(图b)。正常工作时,山形铁芯外侧双臂与固定在水轴上圆盘的垂直平面形成平衡的磁路,线圈没有电流输出。当发生窜轴时,两侧磁路因空气间隙不等而失去平衡,引起电流输出,使保安系统报警或电动跳闸装置动作。

见轴向位移监视器。

cuixing zhuanbian wendu

脆性转变温度 (ductile-brittle transition temperature)

温度降低时金属材料由韧性状态变化为脆性状态的温度区域,也称韧脆转变温度。在脆性转变温度区域以上,金属材料处于韧性状态,断裂形式主要为韧性断裂;在脆性转变温度区域以下,材料处于脆性状态,断裂形式主要为脆性断裂(如解理)。脆性转变温度要通过一系列不同温度的冲击试验来测定,根据测定方法的不同存在着不同的表示方法,主要有①能量准则法:规定为冲击吸收功(A_k)降到某一特定数值时的温度,例如取 $A_{kmax} \times 0.4$ 对应的温度,常以 T_k 表示。②断口形貌准则法:规定以断口上纤维区与结晶区相对面积达一定比例时所对应的温度,例如取结晶区面积占总面积 50% 所对应的温度,以 FATT (fracture appearance transition temperature) 表示。③落锤试验法:规定以落锤冲断长方形板状试样时断口 100% 为结晶断口时所对应的温度为无塑性转变温度,以 NDT (nil ductility temperature) 表示。脆性转变温度除与表示方法有关外,还与试样尺寸、加载方式及加载速度有关,不同材料只能在相同条件下进行比较。

在工程应用中,为防止构件脆断,应选择脆性转变温度低于构件下限工作温度的材料。对于那些含氮、磷、砷、锡和铋等杂质元素较多,在长期运行过程中有可能发生时效脆化、回火脆性等现象的材料,其脆性转变温度会随运行时间而升高。因此,脆性转变温度以及脆性转变温度的增量已成为构件材料性能的考核指标之一。

...huo

淬火 (hardening; quenching) 把钢加热到奥氏体化温度并保持一定时间,然后以大于临界冷却速度冷却,以获得非扩散型转变组织,如马氏体、贝氏体和奥氏体等的一种热处理工艺,俗称蘸火。其目的是提高钢的强度和硬度。淬火工艺包括淬火温度的选择、加热时间的确定和冷却介质的选择三个方面。要求是既达到要求的性能,又变形小,无开裂。

淬火温度 钢的淬火温度对碳钢由钢中含碳量决定,对亚共析钢为 A_{c1} 以上 ($30 \sim 50^\circ\text{C}$, 称完全淬火),共析钢和过共析钢为 A_{c1} 以上 ($30 \sim 50^\circ\text{C}$, 称不完全淬火)。对合金钢也可按其自身的 A_{c1} 温度加相同的相应的温度加热。亚共析钢采用不完全 ($A_{c1} \sim A_{c1}$ 温度加热) 淬火,其加热温度上会有部分铁素体存在称亚温淬火,仅在为降低钢可逆回火脆性时采用。加热时间的选择要求温度均匀和组织均匀,但必须防止氧化脱碳。一般合金钢加热时间比碳钢长 25%~40%。

冷却 淬火中重要的一环,构件淬火冷却中会造



成巨大的温度应力和组织变化应力,严重时会造成变形甚至开裂。为此要选择合适的冷却剂以减少淬火中应力。一般常用的冷却剂为水或油。如某合金钢用水和油均能满足淬火硬度要求时,由于油冷却速度比水小,则应选用油作该合金钢的淬火冷却剂。

淬火时因冷却方法不同,又分成单液淬火、双液淬火、等温淬火、局部淬火以及冷处理等。

单液淬火 只采用一种冷却介质,适用于零件形状简单,不易变形开裂,大批量流水作业生产。

双液淬火 在过冷奥氏体不稳定区先用强烈的冷却介质冷却,后在马氏体转变区用缓和的介质冷却,防止因马氏体量增加过快引起开裂。如开始用水,后转入油中。

等温淬火 冷却是在 M_s 稍上 $30\sim 50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的温度等

温形成下贝氏体,比同样硬度的回火马氏体具有更高的强韧性。

局部淬火 在工作只是局部要求高硬度的位置进行淬火。

冷处理 为了最大限度减少工件的残留奥氏体量,在淬火以后,接着放到尽可能比 M_s 还低的温度处理,达到提高硬度和稳定尺寸目的。

钢的淬火性能 由淬硬性和淬透性表示。淬硬性是钢淬火后能达到的最高的硬度性能,主要由马氏体内含碳量决定。淬透性是一种重要工艺性能,是指能淬硬的淬透层深度,其标准是从半马氏体区(50%马氏体+50%屈氏体)或以相当的硬度值为界起算的深度值。钢淬透性好,即淬透深度大,易在构件上获得较均匀的性能。





D

atmospheric boundary layer

大气边界层 (atmospheric boundary layer)

见污染气象学。

atmospheric dispersion model

大气扩散模式 (atmospheric dispersion model)

对排入大气的污染物在大气中传输与扩散的一种数学描述。最常用的有高斯烟羽模式、梯度传输模式。此外,还有统计模式和相似模式。

高斯烟羽模式 高斯烟羽模式因其简单,计算结果与观测结果吻合得较好而得到广泛应用。当取 x 方向为水平平均风向, y 为横风向, z 为铅直方向时,点源高斯烟羽模式的基本数学表达式为

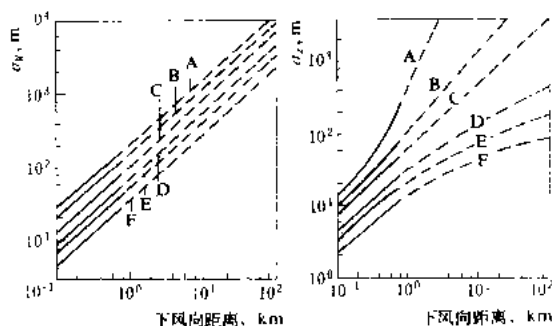
$$C = \frac{Q}{2\pi\sigma_y\sigma_z U} \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \left\{ \exp\left[-\frac{(z-H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right] + \exp\left[-\frac{(z+H_e)^2}{2\sigma_z^2}\right] \right\}$$

式中 C 为浓度, mg/m^3 ; Q 为源释放率, mg/s ; σ_y 、 σ_z 分别为横风向与铅直方向的浓度分布标准差 (称扩散参数), m ; U 为烟羽厚度上的平均风速, m/s ; H_e 为有效源高, m 。高斯模式只能用于平均风速大于 $1\text{m}/\text{s}$ 的情况。扩散参数 σ_y 、 σ_z 是距离和稳定度 (见大气稳定度) 的函数,还与地形条件有关。其常用描述方法有帕斯圭尔-吉福德曲线法、幂指数法和风向标准差法。

(1) **帕斯圭尔-吉福德曲线法**: F. 帕斯圭尔 (F. Pasquill) 和 F. A. 吉福德 (F. A. Gifford) 根据 50 年代和 60 年代的一些扩散试验结果给出了不同稳定度条件下的 σ_y 、 σ_z 随下风向距离变化的曲线 (见图)。然而,这些曲线是根据平坦地形条件下近地面释放的示踪试验结果得到的,且浓度仅测量至下风向 1km , 1km 以外的曲线是外插结果。

(2) **幂指数法**: 为了便于应用,一些研究者提出用幂指数形式 $\sigma_y = ax^b$ 、 $\sigma_z = cx^d$ 来描述扩散参数。如美国布鲁克海汶国立实验所 (BNL) 根据在 108m 高度上释放的无浮力烟羽测量的小时平均浓度得出了不同稳定度时的 a 、 b 、 c 、 d 常数值。中国国家标准 GB3840—83

《制定地方大气污染物排放标准的技术原则和方法》也以幂指数形式给出各类稳定度下的扩散参数。G. A. 布里格斯 (G. A. Briggs) 结合帕斯圭尔曲线、BNL 和



不同稳定度时的 σ_y 、 σ_z

TVA 的结果,给出了分别用于乡村和城市的扩散参数表达式: $\sigma_y = Ax(1+Bx)^n$, $\sigma_z = Cx(1+Dx)^m$ 。其中 A 、 B 、 n 、 C 、 D 、 m 为随地形和稳定度而变的常数

(3) **风向标准差法**: 根据泰勒 (Taylor) 扩散理论, $\sigma_y = \sigma_{ty} f_y (t/T_y)$, $\sigma_z = \sigma_{tz} f_z (t/T_z)$ 。式中 σ_{ty} 、 σ_{tz} 为横风向和垂直方向风速标准差; t 为时间; f_y 、 f_z 为普适函数; T_y 、 T_z 分别为 y 向和 z 向湍流时间尺度。不过,由于目前观测数据比较分散,对 f_y 、 f_z 仍采用经验公式。

当距离大于 10km 以后,大气边界层中的平均风向切变就显得重要了。帕斯圭尔建议在 σ_z^2 上加一项 $0.03 (\Delta\alpha x)^2$, 其中 $\Delta\alpha$ (弧度) 是烟羽厚度上的风向变化。

最大地面浓度和熏烟 用高斯模式计算地面浓度,在 x 轴上有一极大值。当 σ_y/σ_z 为常数时,该极大值为 $C_{\max} = \frac{2Q}{\pi H_e^2 U} \cdot \frac{\sigma_z}{\sigma_y}$ 。当风速很小时,因烟羽抬升较高, C_{\max} 较小,当风速很大时,因稀释较剧, C_{\max} 也较小。于是,有一临界风速 U_c 使得 C_{\max} 取最大值。这时称作“高风速熏烟”,可持续几小时。

当有高架逆温时,烟羽向上扩散受到上面逆温层限制而强烈地向下混合,发生“受限混合熏烟”,这时地面轴线浓度为 $C_{LM} = \frac{Q}{\sqrt{2\pi}\sigma_y Z_L U}$, 其中 Z_L 为混合层厚度。一般,高架烟羽的“受限混合熏烟”产生最大地面浓度,而低矮烟囱的“高风速熏烟”产生最大地面浓度。

长期平均浓度 计算长期平均浓度 (如月平均浓度、年平均浓度等),可把圆周分成 n 个扇形区 (通常为 16 个扇形区),假定每一扇形区中浓度均匀分布,吹向某一扇形区的风频占总时间的比率为 f ,则该扇形



区的浓度为 $C = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \left(\frac{fQ_n}{2\pi\sigma_x U x} \right) \exp\left(-\frac{H_e^2}{2\sigma_z^2}\right)$ 。

线源的高斯模式 强度 Q_L [mg/(s·m)]，与风向垂直的无限长线源烟羽高斯模式为 $C = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \frac{Q_L}{U \sigma_z} \times \left\{ \exp\left[-\frac{(x-H_e)^2}{2\sigma_x^2}\right] + \exp\left[-\frac{(x+H_e)^2}{2\sigma_x^2}\right] \right\}$ 。符号含义同前。

面源的高斯模式 对城市这类面源，F.A. 吉福德和 S.R. 汉纳 (S.R. Hanna) 依据窄烟羽假定，利用高斯烟羽模式在上风向面源区域上的积分计算任一点的浓度。假定面源强度 Q_a [mg/(s·m²)] 为常数，该点上风向面源长度为 x ，扩散参数取 $\sigma_x = ax^b$ ，则该点浓度可用 $C = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{x^{1-b}}{a(1-b)U} \frac{Q_a}{\sigma_z}$ 计算。若上风向源强随有明显变化，可将其分成连续的宽度为 Δx 的网格，假定每一网格的源强为常数，共分成 $n+1$ 个网格，第 i 个网格的强度为 Q_{ai} ，计算点所在网格源强为 Q_{an} ，则该点浓度可表示为：

$$C = \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{(\Delta x/2)^{1-b}}{U_a(1-b)} \left(Q_{a0} + \sum_{i=1}^n Q_{ai} (2i+1)^{1-b} - (2i-1)^{1-b} \right)$$

70 年代末至 80 年代初对大气边界层的湍流和扩散研究表明，不稳定条件下的扩散不符合高斯分布。新一代空气质量模式，在不稳定条件下多采用非高斯型的概率密度函数，如用双高斯函数叠加来描述。

梯度传输模式 也称 K 模式，基本方程为 $\frac{dc}{dt} =$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial c}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial c}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \frac{\partial c}{\partial z} \right) + S。$$

其中 S 为源或汇。该模式适用于近地面释放的连续线源或面源的烟羽扩散。对高架点源，一般要到距源几公里之后才可应用。该方程通常用数值法求解，只有一些极简单情况下才有分析解。方程中的扩散系数 K 有多种选取方法。通常水平扩散系数 K_x 、 K_y 取为常数，垂直扩散系数 K_z 取为 z 的函数。 K_z 有两种取法：一种是显式法，即直接把 K_z 写成 z 的函数，如奥布赖恩 (O'Brien) 给出的三层模式以及 (shir) 给出的一层模式；另一种是隐式法，即 K_z 作为平均量（如平均风速、平均温度）分布的函数，如布莱卡德 (Blackader) 给出的 K_z 模式。

美国核管理委员会建议用梯度传输模式代替高斯烟羽模式，美国国家环保局推荐，存在化学反应或中尺度传输问题使用梯度传输模式。苏联制定的规则，大多依赖于梯度传输模式。

统计模式 统计模式的出发点是大气湍流运动的随机性使得烟羽中污染物粒子或粒子团的运动也具有随机性，其运动路径可以用统计函数描述。它所依据的基本理论是泰勒扩散定理，据此确定大气扩散参数。如萨顿 (Sutton) 模式及海—帕斯圭尔 (Hay-Pasquill) 模式即属此列。近年来随着计算机的发展而出现的蒙特卡罗 (Monte Carlo) 粒子轨迹模式（又称随机扩散模式）也属于统计模式。

相似模式 以量纲分析为基础建立污染物浓度分布与描述大气边界层的相似参数（如 z 、 z_0 、 u 、 L 、 z_1 、 W ，等）之间的关系。如霍斯特 (Horst) 曾给出中性条件下对近地层中释放的连续烟羽下风向地面横风向积分浓度的相似模式 $C = \frac{0.96Q}{u \cdot z_0} \left(\frac{x}{z_0} \right)^{-0.96}$ 。

统计模式和相似模式目前仍处于研究阶段，还没有被各国政府接受为推荐模式。

参考书目

Hanna S R, Briggs G A and Hosker R P Jr. Handbook on Atmospheric Diffusion. Publ. Tech. Inform. Center, U. S. Department of Energy, 1985

李宗恺等，空气污染气象学原理及应用，北京：气象出版社，1985

doi: wendinglu

大气稳定度 (stability of atmosphere) 定性地衡量大气层结特性对气块铅直位移影响的尺度。又称大气静力稳定度或大气层结稳定度。

大气层结 指大气温度和湿度在铅直方向的分布。若周围大气温度和湿度的铅直分布使受扰动气块具有回到原来位置的趋势，则称大气是稳定的。若使受扰动气块具有远离原来位置的趋势，则称大气是不稳定的；若受扰动气块随遇而安，则称大气是中性的。一团干空气作绝热上升时，由于气压随高度减小，气块作绝热膨胀而温度下降。气块上升单位高度的温度下降值叫干绝热递减率，记为 Γ_d ，其值为 $0.98^\circ\text{C}/100\text{m}$ 。实际大气中增加单位高度，气温递减的数值叫大气的温度递减率或温度直减率，记为 Γ 。若 $\Gamma > \Gamma_d$ ，气块上升时，其温度高于周围大气的温度，密度大于周围大气的密度，浮力会使气块进一步上升，表明大气处于不稳定状态。若 $\Gamma = \Gamma_d$ ，无论气块上升或下降，它的温度和密度始终与周围大气相同，因此，气块将保持在新位置，即大气处于中性状态。若 $\Gamma < \Gamma_d$ ，气块下降时，其温度高于周围大气的温度，密度则小于周围大气的密度，浮力使气块上升回到原来的位置，表明大气处于稳定状态。湿空气作绝热上升，未达到饱和以前，其温度直减率与干绝热直减率一样。达到饱和后再上升时，因水汽

凝结而释放潜热抵消部分膨胀冷却所消耗的热量,故湿空气达到饱和后的绝热直减率(记为 Γ_s)比干空气绝热直减率小,即 $\Gamma_s < \Gamma_d$ 。当 $\Gamma > \Gamma_d$ 时,不论周围空气是干或湿,都是不稳定的,称绝对不稳定。如果 $\Gamma < \Gamma_s$,则大气总是稳定的,称绝对稳定。如果 $\Gamma_s < \Gamma < \Gamma_d$,则对干空气来说,大气是稳定的,对饱和湿空气来说,大气是不稳定的,这种不稳定称条件不稳定。当气块只有上升到某一临界高度后才呈现不稳定的大气,称为落在不稳定。

大气稳定度对污染物在大气中的扩散有着重要影响。当大气处于不稳定状态时,湍流有增强的趋势,利于污染物的扩散稀释,但强烈的湍流活动会将高架烟流带到地面,造成污染物的地面高浓度。大气处于稳定状态时,会使湍流削弱,不利于污染物的扩散稀释。

稳定度分类方法 从大气扩散的角度看,不仅大气层结对大气湍流的发展有影响,而且风速的垂直梯度也对大气湍流的发展起着重要作用。理查森数 Ri 综合了热力因子和动力因子的联合作用,是表征大气扩散能力的一个合适参数(见污染气象学)。 $Ri < 0$ 时,大气处于不稳定状态; $Ri = 0$ 时,大气处于中性状态; $Ri > 0$ 时,大气处于稳定状态。

为了便于应用,F.帕斯奎尔(F. Pasquill)将稳定度划分为极不稳定(A),中等不稳定(B),弱不稳定(C),中性(D),弱稳定(E),中等稳定(F)六个等级,并选择风速和辐射状况作为划分稳定度等级的指标。辐射状况由云量和日照情况估计(见表1)。D. B. 特纳(D. B. Turner)在此基础上又将夜间小风定为很稳定,用字母G表示。

表1 根据气象条件划分稳定度的标准

地面风速 (m/s)	白天日照			夜 间	
	强	中等	弱	薄云或 $> \frac{4}{8}$ 低云	$\leq \frac{3}{8}$ 云量
< 2	A	A-B	B		
2~3	A-B	B	C	E	F
3~4	B	B-C	C	D	E
4~6	C	C-D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D

斯莱德(Slade)给出了用水平风向标准差 σ_A 进行稳定度分类的方法,美国原子能委员会则给出了用湿度梯度进行稳定度分类的方法(见表2)。

这些离散化的稳定度分类方法纯粹是从扩散计算的角度人为划分的。随着在新一代空气质量模式中,扩散参数体系过渡到以风向标准差和普适函数的方法来描述,稳定度分类也更趋简单,只需根据感热通量正负

而划分成不稳定和稳定就可以了。

表2 用风向标准差和温度梯度划分稳定度的标准

稳定度等级	σ_A (度)	$\frac{\Delta T}{\Delta Z}$ (C/100m)
A	25	$\Delta T/\Delta Z \leq -1.9$
B	20	$-1.9 < \Delta T/\Delta Z \leq -1.7$
C	15	$-1.7 < \Delta T/\Delta Z \leq -1.5$
D	10	$-1.5 < \Delta T/\Delta Z \leq -0.5$
E	5	$-0.5 < \Delta T/\Delta Z \leq 1.5$
F	2.5	$1.5 < \Delta T/\Delta Z \leq 4.0$
G		$1.0 < \Delta T/\Delta Z$

大气污染监测

大气污染监测 (atmospheric pollution monitoring) 间断或连续地测定大气中污染物的浓度、来源和分布,研究、分析大气污染现状和变化趋势的工作。

监测任务 主要是:①对大气中的主要污染物进行定期的或连续的监测,在大量数据基础上评价大气环境质量现状及其发展趋势;②对向大气排放污染物的污染源进行监督性监测,判断其是否符合国家规定的大气污染物排放标准,并及时提出控制污染物排放的措施;③评价大气污染治理设施的环境效果等。

监测点设置 所设置的测点应具有较好的代表性,能反映一定范围的大气污染水平和规律。测点位置不应经常变动,以保证监测数据的连续性和可比性。监测点周围要开阔,采样器水平线与周围建筑物高度的夹角不大于 30° ,应避开树木及吸附能力较强的建筑物。采样高度以5~10m为宜。总悬浮颗粒物或飘尘的采样口与基础面有1.5m以上的相对高度,以减少扬尘的影响。

监测项目 根据国家新颁布的环境空气质量标准规定的监测项目有:二氧化硫、总悬浮颗粒物、可吸入颗粒物、氮氧化物、二氧化氮、一氧化碳、臭氧、铅、苯并[a]芘、氟化物。另外,可根据地区特点,还可选测其它项目,如总烃、非甲烷烃及砷、镉、铅、汞等微量元素。

监测方法 分手工定期间歇采样监测和连续自动监测。定期间歇采样监测有:①二氧化硫用甲醛吸收副玫瑰苯胺分光光度法或四氯汞盐副玫瑰苯胺分光光度法或紫外荧光法。②总悬浮颗粒物(TSP),系指悬浮于空气中空气动力学当量直径不大于 $100\mu\text{m}$ 的颗粒物。可吸入颗粒物(ρM_{10}),系指悬浮于空气中空气动力学当量直径不大于 $10\mu\text{m}$ 的颗粒物。两种颗粒物的

分析方法均为重量法。主要区别在于采样方法,可吸入颗粒物采样时在滤膜前安装有能分割 $10\mu\text{m}$ 以下粒子的切割器。对切割器的要求是收集效率为50%时的粒子空气动力学直径 $D_{50}=10\pm 1\mu\text{m}$ 。③氮氧化物或二氧化氮用Saitzman法或化学发光法。④臭氧用靛蓝二磺酸钠分光光度法或紫外光度法或化学发光法。⑤一氧化碳用非分散红外法。⑥苯并[a]芘用乙酰化滤纸层析-荧光分光光度法或高效液相色谱法。⑦铅用火焰原子吸收分光光度法。⑧氟化物(以F计)用滤膜氟离子选择电极法或石灰滤液氟离子选择电极法。

连续自动监测 由于手工定时间歇采样分析具有一定局限性,难以连续地实时提供大气污染信息。自60年代初美国首先使用大气污染连续自动监测系统以来,到70年代初日本、荷兰、英国等国家都相继建立起大气污染连续自动监测系统。目前中国已有许多城市建立了大气污染连续自动监测系统。该系统可提供长期的连续的实时数据,可准确地判断该地区的污染现状、特征、变化趋势,评价污染治理措施的有效程度及验证大气污染物扩散模式等。该系统主要由若干地面站、监测中心、数据通信系统三部分组成。监测项目有二氧化硫、氮氧化物、总悬浮颗粒物或飘尘、一氧化碳、臭氧、总烃及风速、温度、湿度、日照等气象参数。各地面站连续测出的污染物浓度和气象数据,经数据通信系统定时地(如5min/次)遥传至监测中心,监测中心数据库执行数据收集、运算(计算日平均、月平均、最大值等)、显示(打印作表、绘制污染图)。大气污染连续自动监测系统的组成除设有固定监测站外,有的还设有流动监测站,以补充固定站的不足。一些大型火电厂也有采用大气污染连续自动监测系统,或装有自动监测系统的监测车,并利用自动监测系统进行在线监测,即在长期监测和周密收集排放源资料的基础上,通过比较、筛选而不断总结所得到的大气污染扩散模式进行大气污染程度的预测预报,尤其是在不利的气象条件下,以便采取相应的预防措施,避免或减轻危害。

火电厂大气污染物由高烟囱排出,污染物的最大落地浓度点一般离电厂较远。因此,火电厂大气污染监测的重点是对排放大气污染物的烟囱进行监督性监测。

daish chucheng

袋式除尘器 (bag filter) 利用织物制作的袋状过滤元件来捕集含尘气体中固体颗粒物的装置。主要用于:①工业炉、窑的烟气除尘;②作业区含尘空气及气力输送系统料仓排气的过滤净化;③从气、固两相流中分离出作为产品的粉尘或清洁气体。

结构与原理 袋式除尘器的结构一般包括袋室、清灰机构和灰斗三部分(参见彩图插页第50页119图)。含尘气体进入挂有一定数量滤袋的袋室后,开始被干净滤袋的纤维进行过滤,一部分粉尘嵌入滤料内部;一部分覆盖在滤袋表面,形成一层粉尘层。此后,含尘气体的过滤主要依靠粉尘层进行。其除尘机理是:含尘气体通过滤料与粉尘层时,粉尘在筛分、惯性碰撞、黏附、扩散与静电等作用力下,被阻留在粉尘层上。当粉尘层加厚,压力损失达到一定程度时,需要进行清灰。清灰后压力损失降低,但仍一部分粉尘残留在滤袋上,在下一个过滤周期开始时,起良好的捕尘作用。

类型 袋式除尘器根据清灰方法的不同,可分为机械振动、分室反吹、喷嘴反吹、振动与反吹并用、脉冲喷吹等五类。其型式有上进风式和下进风式、圆袋式和扁袋式、吸入式和压入式、内滤式和外滤式之分。

燃煤电厂常用的是分室反吹、脉冲喷吹袋式除尘器,如图1与图2所示。前者利用阀门逐室切换气流,在反吹气流作用下,迫使滤袋收缩或鼓胀而清灰;后者以压缩空气为清灰动力,利用脉冲喷吹机构在瞬间放出压缩空气,诱导数倍的二次空气高速射入滤袋,使其急剧鼓胀,依靠冲击振动和反吹气流而清灰。

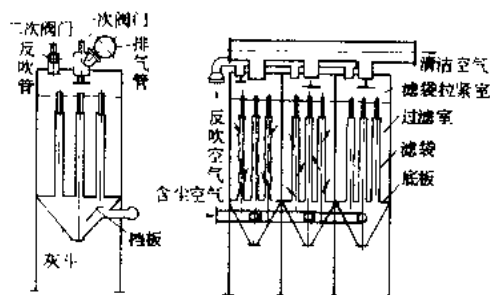


图1 分室反吹袋式除尘器结构示意图

性能 袋式除尘器处理风量的范围很广,小的仅每分钟几个立方米;大的可达每分钟几万立方米。气体温度必须保持在露点以上,最高使用温度视滤料品种而异,天然纤维为 $80\sim 100^{\circ}\text{C}$;合成纤维除诺梅克斯(Nomex)等个别品种可耐热至 200°C 左右外,一般为 $90\sim 130^{\circ}\text{C}$;玻璃纤维为 250°C 。过滤速度根据滤料品种、清灰方法、粉尘与气体的性质而定,低者约 $0.5\text{m}/\text{min}$;高者可达 $2\text{m}/\text{min}$ 。袋式除尘器的压力损失一般为 $1000\sim 2000\text{Pa}$ 。除尘效率高于99%,出口气体含尘浓度一般在每标准立方米几十毫克以内,并对亚微米粒径的粉尘有较高的分级除尘效率。

历史与发展 袋式除尘器早在19世纪中叶就开始用于工业生产,当时只是人工拍打清灰。19世纪末普遍采用机械振打清灰。20世纪50年代,脉冲喷吹清灰方法及合成纤维滤料的应用,推动了袋式除尘器的



发展。进入 20 世纪 70 年代以来,随着粉尘与二氧化硫排放标准渐趋严格,有些国家的部分电厂改燃低硫煤。由于低硫煤灰比电阻高,不利于使用静电除尘器,

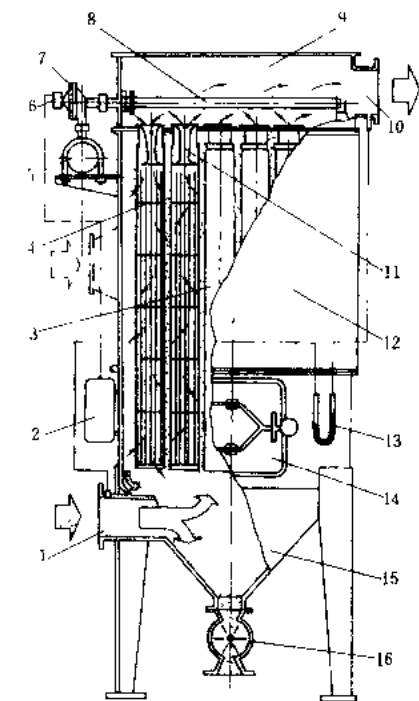


图 2 脉冲喷吹袋式除尘器结构示意图
1—进气口; 2—控制仪; 3—滤袋; 4—滤袋
框架; 5—气包; 6—控制阀; 7—脉冲阀; 8—
喷吹管; 9—净气箱; 10—净气出口; 11—文
氏管; 12—集尘箱; 13—U 形压力计; 14—
检修门; 15—集尘斗; 16—排灰装置

1973 年美国圣勃雷 (Sunbury) 电厂率先采用袋式除尘器处理燃煤锅炉烟气获得成功。嗣后,美、加拿大等国结合干法喷射吸收剂和喷雾干燥法烟气脱硫,使用袋式除尘器,提高了脱硫效率。据介绍,1984 年美国燃煤电厂已有 110 台以上的袋式除尘器 (相应发电容量为 20200 MW) 正在运行或设计、施工之中,多数安装在燃低硫煤的电厂,90% 采用分室反吹清灰。中国目前只有个别燃煤电厂在 10 万 kW 及以下容量的机组上采用。对其使用中暴露的滤料材质及加工等问题,尚待研究改进。

danyuan jizhu baohu

单元机组保护 (boiler-turbine-generator unit protection)

对由大容量锅炉、汽轮机和发电机组成的单元机组的运行所配置的保护装置。单元机组应看作是一个整体,其中任一设备发生故障,都会影响到其他设备的运行,因此,单元机组的保护必须与锅

炉、汽轮机和发电机以及辅机设备的分别保护结合起来综合考虑。当单元机组中某一部分发生事故时,根据事故情况迅速将单元机组按预定的保护程序减负荷或停机。

单元机组保护 主要包括:

(1) 当汽轮发电机组发生事故紧急停机时,应自动停炉。对于具备快速切负荷 (fast cut back, FCB) 功能的单元机组,可在发电机断路器跳闸或汽轮机故障而紧急停机时,自动投入旁路系统,并迅速将锅炉出力降至最低,实现停机不停炉;当 FCB 不成功时,总燃料跳闸 (MFT),紧急停炉。

(2) 当锅炉发生事故紧急停炉时,应自动停机。

(3) 当单元机组辅机出力不足 (例如主要辅机两台运行,其中一台发生故障) 时,实现自动减负荷 (run back, RB)。

锅炉保护 主要包括: ① 紧急停炉保护 (MFT); ② 锅炉防爆和炉膛灭火保护; ③ 锅筒锅炉水位保护; ④ 直流锅炉断水保护; ⑤ 锅炉主汽压力高保护; ⑥ 再热器温度高保护。

紧急停炉保护以及锅炉防爆和炉膛灭火保护都属于炉膛安全监控系统的安全功能;直流锅炉运行中发生断水故障时,在一定延时时间后 (等待备用给水泵自动投入和建立压力的时间),如果给水流量不能达到额定流量的 1/3,应紧急停炉;锅炉主汽压力高保护包括,当锅炉主汽压力高时,应自动打开排汽阀;如果锅炉主汽压力继续升高,就应迅速打开安全阀。再热器入口汽温过高时,打开再热器的事故喷水调节阀和闭锁阀,喷水降温;锅筒锅炉的汽包水位高至第一规定值时报警,高至第二规定值时,应自动打开事故放水门。

汽轮机保护 主要包括紧急停机保护和防进水保护 (见汽轮机保安系统、透平发电机继电保护)。

汽轮机紧急停机保护 一般包括以下内容: ① 汽轮机超速保护; ② 汽轮机转子轴向位移过大保护; ③ 凝汽器真空低保护; ④ 润滑油压低保护; ⑤ 调速油压低保护; ⑥ 汽轮机汽缸与转子膨胀差过大保护; ⑦ 轴 (承) 振动过大保护; ⑧ 支持轴承或推力轴承乌金温度高保护; ⑨ 发电机内部故障停机保护; ⑩ 水内冷发电机断水保护; ⑪ 锅炉总燃料切除 (MFT)。

汽轮机防进水保护 防止汽轮机进水是汽轮机的重要保护项目之一。防进水保护的主要措施有: ① 对于过热蒸汽温度和再热蒸汽温度的喷水调节系统,应在减温水调节阀前串联一只电动截止阀,并当紧急停机或机组负荷低于预定值时,自动关闭喷水调节阀和截止阀; ② 在蒸汽管道的最低点及水平管道的特定低位点设置自动疏水器,或设直接疏水点,装设两个串联疏

水门,冷再热蒸汽管采用疏水筒方式疏水,机组负荷低于预定值时,自动打开疏水门;③在冷再热蒸汽管以及各段抽汽管的低点处装设上下壁温热电偶。当上下壁温热电偶温差超过预定值时,自动打开相应的疏水电动门;④当任一加热器水位或除氧器水位过高时,自动关闭相应的抽汽逆止门和电动门。

辅机设备保护 大型火力发电机组的辅机很多,容量也较大,一般都有各自的保护系统,如风机保护、给水泵保护等。

轴流风机的防喘振保护 轴流式风机常用作锅炉的引风机,也有用作送风机的,轴流式风机超出一定的运行范围时会发生喘振。轴流式风机的防喘振保护应设法限制风机运行进入喘振区或在风机进出口装设差压开关,当差压到达喘振区时就应停机。

给水泵保护 大容量单元机组的给水泵容量较大,一般应设置相应的保护。汽动给水泵出现下列条件之一者应有停泵保护:①给水泵汽轮机超速;②凝汽器真空过低;③轴向位移过大;④支持轴承或推力轴承温度过高;⑤轴承润滑油压过低等。对于电动给水泵应设置轴承润滑油压过低停泵保护,还可能设置上述③、④项停泵保护。

根据给水泵的特点和制造厂的规定,有时还可考虑设置其他停泵保护项目,如再循环阀门应开而未开、给水泵出口压力过低、电动给水泵的冷却水中断等。

dan yuan ji zu xie diao kong zhi xitong

单元机组协调控制系统 (unit coordinated control system) 锅炉和汽轮发电机组组成单元机组运行时,锅炉和汽轮发电机组共同适应电网负荷变化的需要,又共同保持机组安全稳定运行的控制系统,简称 CCS。

单元机组的负荷控制方式 单元机组适应负荷改变的控制可以有:锅炉跟随、汽轮机跟随和协调控制三种方式。

锅炉跟随方式 即汽轮机调功率、锅炉调汽压的控制方式。当电网负荷要求改变时,由汽轮机的自动控制系统根据负荷指令改变调节汽阀开度,以改变透平发电机的输出功率。此时,汽轮机前的蒸汽压力改变,于是锅炉的自动控制系统跟着动作,去改变锅炉的燃烧率和其他调节量,如给水量、喷水量等,以使汽轮机前的汽压维持为设定值。这种控制方式的运行特点是:当负荷要求改变时,功率的初始响应快而汽轮机前汽压的动态偏差大。

汽机跟随方式 即锅炉调功率、汽轮机调汽压的控制方式。当负荷要求改变时,由锅炉的自动控制系统

根据负荷指令去改变锅炉的燃烧率(和其他调节量),待汽压改变后,由汽轮机的自动控制系统去改变调节汽阀开度,以保持汽轮机前的汽压为设定值,同时改变汽轮发电机的输出功率。汽机跟随控制方式的运行特点是:当负荷要求改变时,汽压的动态偏差小而功率的响应慢。

协调控制方式 也称为机炉整体控制方式。当负荷要求改变时,根据负荷指令和机组实际输出功率之间的偏差,以及汽轮机前汽压与其设定值之间的偏差,使锅炉和汽轮机的自动控制系统协调地同时改变汽轮机的调节汽阀开度和锅炉的燃烧率(和其他调节量),使汽轮机前汽压的动态偏差较小而功率响应较快。近代参加电网调频的大型火力发电机组大都采用这一控制方式。

协调控制系统的组成 单元机组协调控制系统包括:主控系统、锅炉负荷控制子系统和汽轮机负荷控制子系统。

主控系统 根据单元机组的运行工况和变负荷能力,对锅炉和汽轮机负荷控制子系统分别给出负荷指令的系统。主控系统一般应具有:①负荷要求指令的选择和处理;②自动减负荷;③快速切除负荷;④控制方式的切换;⑤负荷指令的增减方向闭锁等功能。

(1) 负荷要求指令的选择和处理:对单元机组的负荷要求指令可以来自电网调度所、机组运行人员或电网频率自动调节等。根据机组的运行状态和电网对单元机组的要求,选择其中一种或一种以上的指令。

(2) 快速减负荷(run back, RB):当锅炉、汽轮机的部分辅机故障时,使负荷指令自动地以预定的速率减少到适当水平,使机组在较低负荷下继续运行。

(3) 快速切除负荷(fast cut back, FCB):由于电气或汽轮机方面发生故障(例如发电机与电网解列),在较短时间内使锅炉维持能稳定运行的最低负荷(此时,汽轮发电机停机或只供厂用电),以便故障排除后能快速增负荷。在发出 FCB 后,协调控制系统将切换为手动控制方式,同时,汽轮机旁路控制系统(见火力发电厂自动化)和炉膛安全监控系统也要配合动作。

(4) 控制方式的切换:单元机组协调控制系统设计时,除协调控制方式外,还应有汽轮机跟随(机组带基本负荷或机组出力受锅炉限制时用)、锅炉跟随(机组出力受汽轮机方面限制时用)、锅炉和汽轮机的负荷指令都为手动设定等方式。不同控制方式的切换应该不使控制系统受到额外的扰动。

围时,有死区的放大器 GAP 将有信号输出,以限制汽轮机负荷指令 TM 的进一步变化。

当某台辅机故障时, 根据继续运行的辅机的实际出力决定自动减负荷的限定值 P_{RH} 。机组负荷指令以预定的速率下降至 P_{RH} , 并以此作为锅炉负荷指令 BM, 而汽轮机负荷指令 TM 为汽压控制器 4 的输出, 即成为汽轮机跟随控制方式。

以汽轮机跟随为基础的协调控制系统(图2)在协调控制方式时,锅炉负荷指令 BM 由功率偏差 $(P_s - P)$ 积分器1的输出、压力偏差 $(p_s - p)$ 比例器2的输出和机组负荷指令 P_s 的比例微分信号组成;汽轮机负荷指令 TM 为压力控制器3的输出。压力控制器接受压力偏差信号 $(p_s - p)$ 和经过限值后的功率偏差信号 $(P_s - P)$,后者相当于在动态过程中改变汽压 p 的设定值,以提高机组输出功率对负荷指令 P_s 的响应速度。稳态时由锅炉保证 $P = P_s$,而由汽轮机保证 $p = p_s$ 。

汽轮机跟随控制有两种方式：一种是汽轮机控制器 3 只接受压力偏差信号 $(p_s - p)$ ，而锅炉负荷指令 BM 则由功率偏差经积分器 1 和比例器 4 的输出以及 P_s 的比例微分信号组成，适用于单元机组带基本负荷

工况；另一种是汽轮机控制器 3 只接受压力偏差信号，以维持汽压 p 为设定值，而锅炉负荷指令 BM 由手动设定，用于锅炉部分辅机故障，机组出力受锅炉设备限制的工况。

当机组的输出功率受汽轮机方面限制, 汽轮机负荷指令 TM 由手动设定, 此时, 机组的负荷指令 P_r 就是机组的实际输出功率。而锅炉负荷指令 BM 由压差 $(p_s - p)$ 经比例器 2 和积分器 1 的输出以及 P_r 的比例微分信号组成, 即由锅炉维持汽压等于设定值, 这也是一种锅炉跟随控制方式。

在手动控制方式时, BM 和 TM 都由手动设定。用于机组与电网解列或其他非正常运行工况。

采用 $p_1 [1+k(p_1-p)]$ 信号的协调控制系统 (图 3) $p_1 [1+k(p_1-p)]$ 为汽轮机在响应机组负荷指令时进入汽轮机的能量, 其中 p_1 为汽轮机第一级后压力, 代表通过汽轮机的蒸汽流。这个系统与锅炉跟随方式相比, 主要是令 BM 中增加了汽轮机响应负荷指令时因而在 P 改变后的动态过程中, 锅炉负了汽轮机的能量需要。稳态时, 由锅炉

图 1 以锅炉跟随为基础的协调控制系统

$\boxed{V\Delta}$ —速率限制器; $\boxed{f(x)}$ —函数发生器; $\boxed{\Delta}$ —上下值限制器; $\boxed{\Delta}$ —高值限制器; $\boxed{\Sigma}$ —加法器; $\boxed{\Delta}$ —减法器; \boxed{T} —切换开关; \boxed{AM} —手动、自动切换; \boxed{GAP} —有死区的放大器; \boxed{K} —比例器; $\boxed{K\int}$ —比例、积分器; $\boxed{\frac{d}{dt}}$ —微分器

在协调控制方式时, 锅炉负荷指令 BM 为汽压调节器 2 的输出, 再加上以机组负荷指令 P 的比例微分信号; 汽轮机负荷指令 TM 为功率调节器 1 的输出, 再加上前馈信号 P 。当汽轮机前的汽压偏差超出预定范

保证 $p = p_s$ ，由汽轮机保证 $P = P_s$ 。

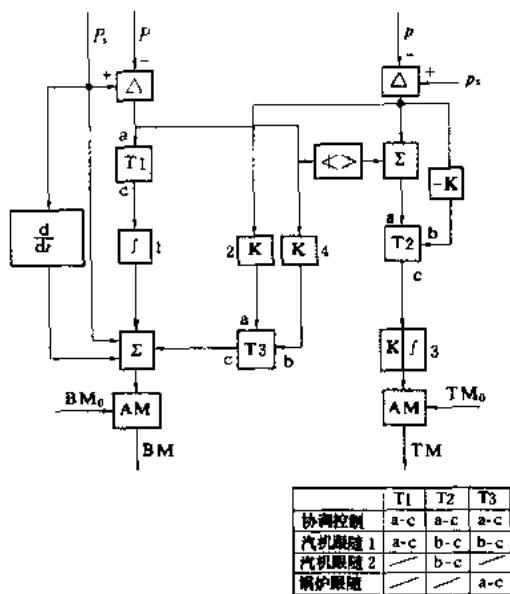


图2 以汽轮机跟随为基础的协调控制系统
(只画出主控系统示意图)

△—减法器；Σ—加法器；T—切换开关；<>—上、下限值限制器；K—比例器；∫—积分器；K∫—比例积分器； $\frac{d}{dt}$ —微分器；AM—手动、自动切换

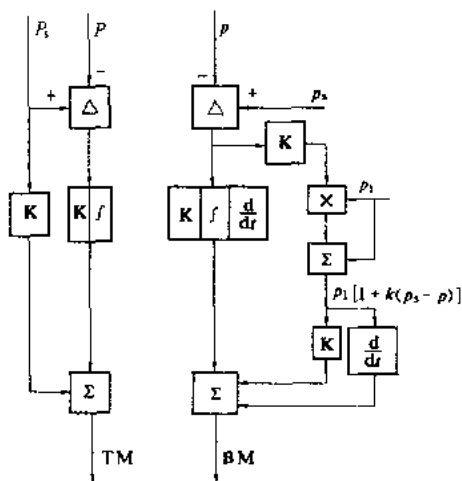


图3 $p_s [1 + k(p_s - p)]$ 信号的协调控制系统
(只画出协调控制方式)

△—减法器；K—比例器；Σ—加法器；×—乘法器； $\frac{d}{dt}$ —微分器；K∫—比例积分器；K∫ $\frac{d}{dt}$ —比例积分微分器

采用 $\frac{p_1}{p} p_s$ 信号的协调控制系统 (图4) 系统

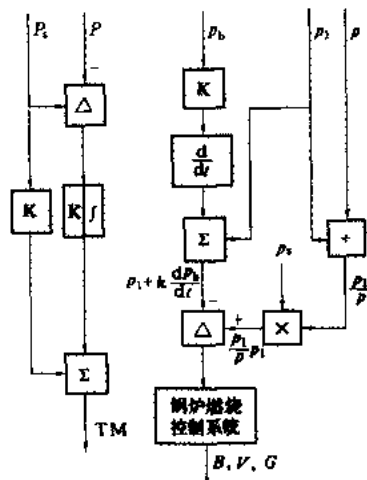


图4 采用 $\frac{p_1}{p} p_s$ 信号的协调控制系统

△—减法器；Σ—加法器；×—乘法器；÷—

除法器；K—比例器； $\frac{d}{dt}$ —微分器；K∫—比

例积分器； p_b —锅筒压力； p 、 p_1 —汽轮机前汽压及其设定值； p_1 —汽轮机第一级后压力； P_s —机组负荷指令； P —机组输出功率； B —燃料量； V —送风量； G —引风量；TM—汽轮机负荷指令

中采用 $\left\{ \frac{p_1}{p} p_s \right\}$ 信号，它在动态时

与汽轮机调节汽阀的开度成比例，而在稳态时为通过汽轮机的蒸汽流量，这里用来作为汽轮机对锅炉的能量需求信号。

$\left[p_1 + k \frac{dp_b}{dt} \right]$ 是锅炉燃烧率的测量信号 (常称为热量信号)。本系统适用于锅筒式锅炉的单元机组，直接把 $\left\{ \frac{p_1}{p} p_s \right\}$ 作为锅炉的负荷指令送到锅炉的燃烧调节系统去改变燃烧率，而以 $\left[p_1 + k \frac{dp_b}{dt} \right]$ 作为反馈信号。稳态时可以保证 $p = p_s$ ，因此，不必再设置汽压控制器。系统的其他方面与图3的系统相同。这个系统也称为直接能量平衡 (DEB) 系统。

有些单元机组采用定压运行方式，即稳态时，汽轮机前的汽压

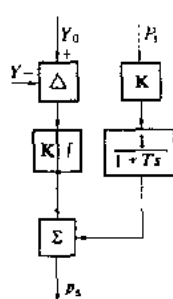


图5 机组变压运行时汽压设定值 p_s 的形成方案

△—减法器；Σ—

加法器；K—比

例器；K∫—比例积

分器； $\frac{1}{1+Ts}$ —惯

性组件； Y 、 Y_0 —汽

轮机调节汽阀开度

及其稳态值； P_s —

机组的负荷指令

为恒定(设定值 p_s 为不变的常数),有些单元机组采用部分变压运行方式,即在低负荷和高负荷时采用定压运行,而在中间负荷时采用变压运行。变压运行方式时,汽轮机前汽压的稳态值(即设定值)随负荷改变,而汽轮机调节汽阀的开度则在稳态时保持不变(汽轮机的一组调节汽阀中,有几个在全开位置,有几个在全关位置)。因此,上述图1至图4的系统中,只要汽压设定值 p_s 作适当处理,就可以成为变压运行时的协调控制系统。图5为用于机组变压运行时汽压设定值 p_s 的形成方案。

参考书目

西安热工研究所, 热工技术手册 第5册 热工仪表与自动化, 北京: 水利电力出版社, 1992

陈永九, 热工过程自动调节原理和应用, 北京: 水利电力出版社, 1982

3.2 yuan ji zu ziqiting kongzh

单元机组自起停控制 (automatic control for unit start-up and shut-down)

对包括锅炉, 汽轮发电机组及相应辅助系统和设备的单元机组, 按起停的操作规律实现自动启动和停止的控制。它是火力发电厂自动化水平较高的一种控制方式, 控制范围一般是锅炉从通风开始, 包括炉膛吹扫, 点火, 升压, 投煤, 带负荷, 汽轮发电机组从抽真空开始, 包括自动投入主凝结水系统, 润滑油系统, 以及汽轮机冲转、升速, 发电机同期并网, 直至带满负荷。虽然上述整个过程可以按顺序自动完成, 但为了启动(或停止)安全, 对于一些单靠仪表测量和计算机运算尚难以准确判断的情况, 仍设有“断点”, 即当程序使机组启动到某一事先设定的过程状态时, 自动停止执行, 必须有运行人员进行确认后才能继续其过程。对这种控制方式又称为带有断点的自起停控制。

大容量单元机组采用自起停控制方式的目的是: ①减少运行人员操作和监视的工作量。例如一台600 MW 燃煤单元机组要控制的设备(如电动机、调节阀、电动阀门等)约500多只, 需要测量的各种电气或物理参数及物理状态多达6000多点。起停过程中, 操作和监视工作单靠运行人员已不可能, 为了使运行人员集中精力判断和处理起停过程中的异常情况, 尽量减少其操作和监视的工作量是非常必要的。带断点的自起停控制方式使一台单元机组可由一个运行人员进行正常监视控制, 1~2个运行人员进行一些辅助工作来完成整台机组的起停。②减少运行人员的误操作。自起停控制是按照单元机组起停过程的操作规律用计算机来实现的, 每一台设备的自动投入运行(打开)或停止(关闭)均有严格的判据条件, 不受运行人员操作经验

和能力以及是否疏忽的影响。③缩短机组启动的时间, 提高经济性和安全性。大机组启动, 特别是汽轮机启动过程中, 既要提高启动速度, 满足电网对负荷的需求, 又要使应力变化满足汽轮机设计寿命的要求。

由于实现单元机组自起停控制方式要具备采用计算机控制、装有较完善的仪表检测装置、被控设备有良好的可控性等条件, 因此, 在中国, 目前只对300 MW以上机组才推荐采用带断点的单元机组自起停控制。在工业发达国家, 已有少量机组实现单元机组起停及运行的全自动控制。单元机组的起停不仅只需一个按钮指令就能完成全部起停过程, 并且能自动实现机组启动前的准备性操作和检查。然而, 这种方式需要装设更多的测点, 且运算逻辑更复杂, 因而投资也将增加。

单元机组自起停控制大多按分级分层的原则设计, 即将单元机组的全部被控设备按工艺系统特点, 分成一些功能组或功能子组, 功能组或功能子组内又包含一些在工艺逻辑上相互关联的被控设备。单元机组自起停指令一般只作用于功能组或功能子组, 并自动监视其是否按设计的程序和条件等要求完成, 而功能组或功能子组则对下面所属的各被控设备发出控制指令, 并监视、检查各设备的动作情况。例如锅炉启动时, 首先要求锅炉炉膛通风, 将炉膛内残留的可燃物吹扫干净以避免点火时产生爆燃。即要求按顺序启动空气预热器系统, 引风机系统, 送风机系统等功能子组。而这些系统中又各自包含润滑油系统, 进出口阀门、自动调节机构等。这种设计思想使单元机组中各工艺系统以及相关工艺系统在控制上界面清晰, 各负其责, 便于运行操作管理, 便于调试维护, 提高了可靠性和安全性。

4.1 yuan kongzhishi

单元控制室 (unit control room) 集中布置运行人员监视控制单元机组的热力和电气设备的建筑物, 是单元制机组的控制中心, 也是运行人员进行监视操作、保证机组正常安全运行的场所。

单元控制室布置在被控机组的适中位置或独立建设的单元控制楼内, 一般, 单元控制室和主厂房运转层标高相同。单元控制楼的其他各层分别布置穿行电缆的建筑夹层及其他附属设备和装置。

单元控制室的面积和设备配置, 按照单元控制的需要进行安排, 大型火力发电厂的单元控制室一般采取两台机组合用的布置方式。

机组设BTG盘和电气设备有独立控制屏的典型单元控制室见图1。

单元控制室的屏面主环布置的朝向以便于运行监视为原则, 各台机组的炉机电(BTG)监测操作屏台通常要求按相同的顺序布置。主环两侧布置辅助控制屏。

自动装置和继电保护屏等布置在控制室的后部,或毗邻的控制室内,或下层的电子设备室内。



图 1 单元控制室平面布置图之一

1、2 运行人员控制台; 3—图像复印机; 4—网控屏;
5、6、7—炉、机、电控制屏 (BTG 屏); 8—辅助控制屏;
9—行式打字机; 10、11—记录打字机; 12—报警打字机;
13—工程师终端打字机; 14—MEH 打字机; 15—环保打字机;
16—值长台; 17—工程师台

网络控制屏一般布置在两台单元机组控制屏之间; 单台机组使用的单元控制室, 网络控制屏布置在主环的一侧。

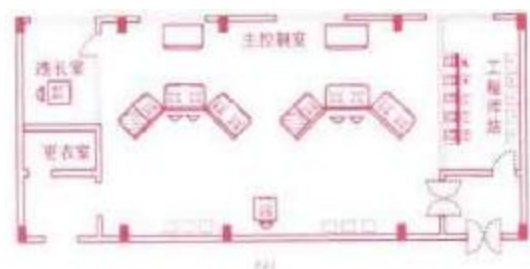


图 2 单元控制室平面布置图之二

(a) 平面布置图; (b) 示意图

设有计算机监测或分散微机集中控制系统时, 在操作台或信号返回屏上设有屏幕显示器 (CRT) 及操作键盘, 与 BTG 屏上的控制设备组成完整的控制系统, 计算机或微处理机的打印机、磁盘、接口等设备, 布置在单元控制室邻近的计算机室内。

机组不设 BTG 盘、炉、机和电气设备均由分散控制系统 (DCS) 控制, 只设 CRT 和键盘操作台的典型单元控制室布置见图 2。

单元控制楼的控制层和电子设备层的布置见控制中心布置插图。

danyuanshi huaxue jiaoyao xitong

单元式化学加药系统 (unit chemical dosing system)

为控制凝结水、给水、锅水和闭式循环工业冷却水系统的水质, 以将汽水系统的结垢和金属腐蚀降至最小, 近几年来, 300 MW 及以上发电机组均采用集中布置的热力系统化学加药装置。完整的化学加药系统包括氨、联氨和磷酸盐单元系统的加药、调整及其自动控制和溶液配制等设备。化学加药系统的容量应能满足锅炉湿保养、启动、机组的正常和异常情况下运行时的化学处理要求和闭式循环工业冷却水系统的化学处理要求。

氨加药系统 用于向凝结水精处理系统混床出口和除氧器出口加入氨, 维持 pH 值在一规定控制范围内以降低水汽循环系统中的腐蚀, 还应用于停炉保护和锅炉上水时加氨。

联氨加药系统 用于在正常运行或启动条件下向凝结水精处理系统混床出口、除氧器出口和闭式循环工业冷却水泵入口加入联氨, 也应用于停炉保养和锅炉上水时加联氨。

磷酸盐加药系统 将药液加至锅筒的锅水中, 以实现锅水“协调磷酸盐处理”。

加氨、加联氨单元系统是自动控制的。由汽水取样系统仪表测量反馈信号, 控制加药泵的冲程或频率; 磷酸盐系统的加药泵是手动调节, 就地控制。

daor-shu

导热率 (thermal conductivity) 傅里叶定律表述式中热流密度矢量 q 与温度梯度 $-\text{grad}T$ 的比值, 即

$$\lambda = -\frac{q}{\text{grad}T}$$

它表征物质导热能力的大小, 又称导热系数, 是物质的一个重要热物性参数。导热率的数值就是物体中温度降度为 $1\text{K}/\text{m}$ 时, 单位时间内通过单位面积的导热率, 它的单位是 $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$, 是物质的性质, 与物体的尺

寸大小无关。热导率却与导热路径长短和导热面积大小有关,是导热热阻的倒数。导热率与热导率,正像电工中导电率与电导率一样,是两个不同的概念,不应混淆。

各种工程常用物质的导热率相差十分悬殊,纯金属材料的最大,气体和蒸汽的最小,非晶体的热绝缘材料和无机液体的介于它们之间。下面列出室温条件下一些典型物质的导热率数值范围:

金属	30~415W/(m·K)
合金	12~120W/(m·K)
非金属液体	0.17~0.7W/(m·K)
热绝缘材料	0.03~0.2W/(m·K)
大气压下的气体	0.007~0.17W/(m·K)

不同物质导热率的差异是由于物质的物理化学结构不同所致。此外,导热率还和物质的温度、密度和湿度等因素有关,其中温度对导热率的影响尤为重大。对于许多工程材料,导热率的数值都由实验确定,在一定的温度范围内,它可以认为是温度的线性函数,即 $\lambda = \lambda_0(1+bt)$,其中 λ_0 是 $t=0^\circ\text{C}$ 时的导热率; b 是实验常数。

气体的导热率随温度升高而增大,除非压力很低($<300\text{Pa}$)或压力很高($>200\text{MPa}$),可以认为它与压力无关。大多数纯金属的导热率随温度升高而减小。金属中掺入任何杂质都将使导热率减小。对于非缔合或弱缔合液体,导热率随温度升高而下降。

通常将导热率小于 $0.2\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ 的材料称为热绝缘材料,它们都是多孔体或纤维性材料,严格地说,它们不再是连续均匀介质,其导热率只能是表现的导热率,温度、湿度和密度对其有较大的影响。

石英、石墨和木材等各向异性材料的导热率还与材料取向有关。

di NO_x meifen raunshaoqi

低 NO_x煤粉燃烧器 (low NO_x pulverized-coal burner) 能降低和抑制 NO_x生成的煤粉燃烧器。低 NO_x煤粉燃烧器通过特殊的结构设计,采用空气分级(见空气分级)、燃料分级(见二次燃料再燃烧)、浓淡燃烧和烟气再循环等技术措施,尽可能地降低燃烧区的氧浓度和火焰的峰值温度,减少在高温区的停留时间,抑制 NO_x的生成,或使已生成的 NO_x在下游区域还原成 N₂。其中空气分级是应用最广,比较成熟的低 NO_x技术。现有电站锅炉上采用的低 NO_x燃烧器的结构型式很多,随着制造厂的不同而有较大的差异,但基本原理类同。

双调风旋流燃烧器 将二次风分成内二次风和外二次风两股气流,通过调风器和旋流叶片分别控制各

自的风量和旋流强度,以调节一、二次风的混合,使其在燃烧器出口附近的火焰根部形成缺氧富燃料区,使燃烧推迟,火焰温度降低,NO_x的生成量减少,在下游形成富氧的燃尽区,保证燃料的完全燃烧,见图1。

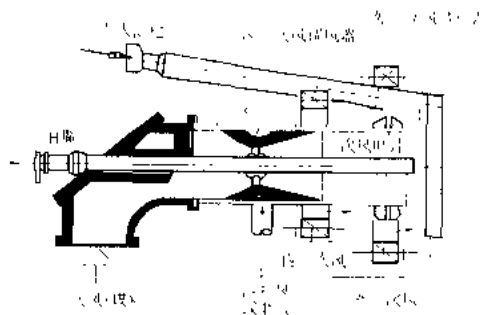


图1 双调风旋流燃烧器

低 NO_x直流燃烧器 将80%左右的燃烧空气送入主燃烧器,在主燃烧器区域形成缺氧富燃料的工况,降低火焰峰值温度,既减少 NO_x的生成,又有可能使已生成的 NO_x还原成氮分子(N₂),从而减少 NO_x的排放量。而在主燃烧器的顶部设置燃尽风 OFA,将剩余的空气由此送入炉膛,使未完全燃烧产物燃尽,见图2。

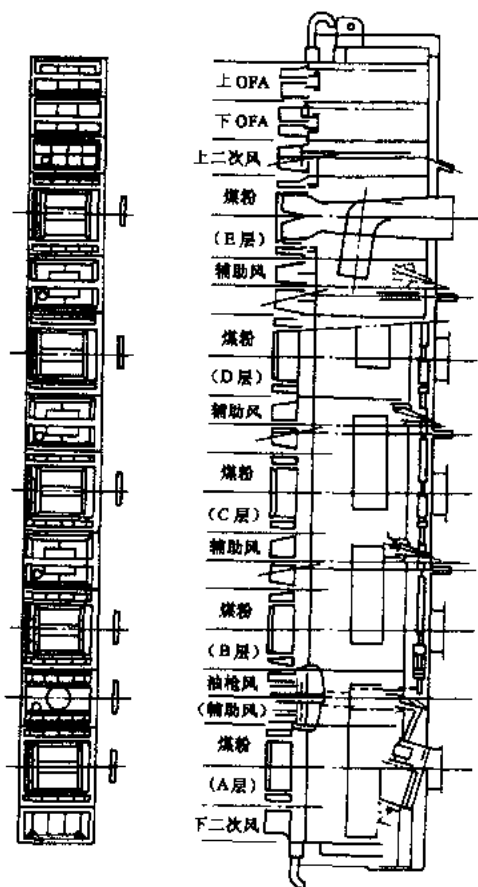


图2 低 NO_x直流燃烧器

宽调节比 (WR) 燃烧器 基于进一步降低 NO_x 和防止水冷壁结渣与腐蚀的需要, 在此基础上又采用宽调节比 (WR) 一次风喷嘴和偏置二次风燃烧技术 (见图 3)。WR 喷嘴利用入口弯管和水平隔板把一次风分隔成上浓下淡两股气粉流, 或用扭转隔板将其分隔成左右浓淡两股气粉流, 形成浓淡偏差燃烧, 既可降低 NO_x , 又有利于稳燃; 偏置二次风使一、二次风气流以不同的夹角喷入炉膛, 这样既能延迟一、二次风的混合, 控制初始燃烧区的空气量, 又能降低燃烧器区域的局部高温, 有利于抑制 NO_x 的生成。

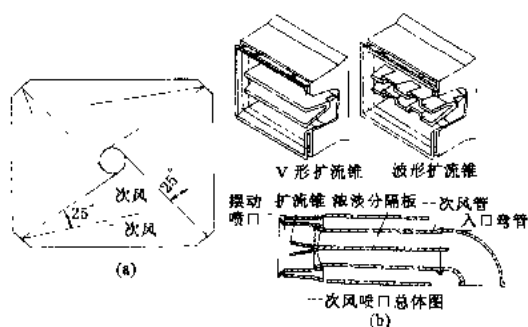


图3 宽调节比 (WR) 燃烧器
(a) 一、二次风以不同夹角喷入炉膛;
(b) 一次风喷嘴总体图

PM 型低 NO_x 直流燃烧器 除了采用空气分级、烟气再循环技术外, 还利用分配器弯头中气流的转弯和一定的管内流速, 重新分配煤粉浓度, 弯头外侧浓相气粉流进入上部浓粉喷嘴, 内侧淡相气粉流进入下部淡粉喷嘴, 使两者的煤粉浓度比达到 9:1, 实现上下浓淡偏差燃烧, 降低 NO_x 的排放量, 见图 4。

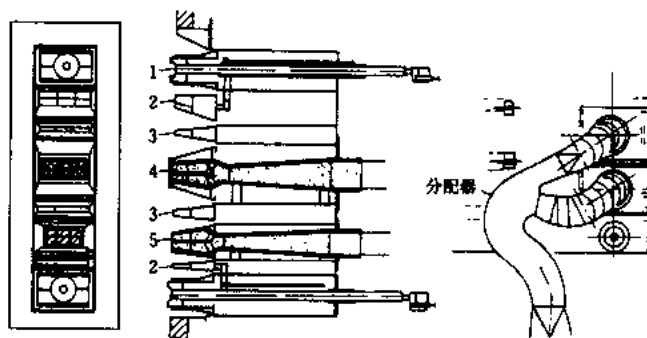


图4 PM 型低 NO_x 燃烧器

1—OFA (含点火油枪); 2—二次风; 3—烟气再循环;
4—富燃料一次风; 5—贫燃料一次风

SGR 燃烧器 是在一次风喷嘴上、下送入再循环烟气 (SGR), 因烟气吸热和稀释了氧浓度, 使燃烧速度和燃烧区温度降低, 同时, 因二次风喷嘴远离一次风喷嘴, 在一次风出口附近产生还原性气氛, 从而抑制

NO_x 的生成, 见图 5。

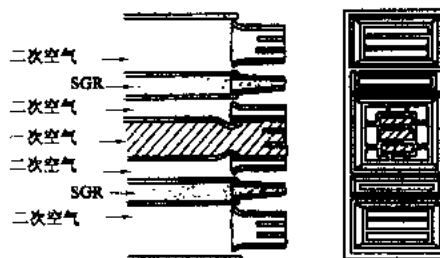


图5 SGR 燃烧器

对于采用低 NO_x 燃烧器的锅炉, 除燃用贫煤和无烟煤的以外, 经过燃烧优化调整后, 通常均可使 NO_x 的排放量低于 650 mg/m^3 ($\text{O}_2 = 6\%$) (液态排渣锅炉 NO_x 的排放量可能会比较高)。对于已有锅炉改用低 NO_x 燃烧器时, 因燃烧推迟而有可能使效率降低一些。

参考书目

曾汉才. 燃烧与污染. 武汉: 华中理工大学出版社, 1992

低 NO_x 燃烧技术

低 NO_x 燃烧技术 (low NO_x combustion technology)

用改变燃烧条件或燃烧工艺来降低燃烧产物 (烟气) 中的氮氧化物生成量的技术。高温燃烧过程中生成的氮氧化物主要是一氧化氮 (NO) 和少量的二氧化氮 (NO_2), 通常把它们统称为 NO_x (其量皆按转换为 NO_2 计)。低 NO_x 燃烧技术一般是指燃料在高温 (峰值 1000°C 以上) 工况条件下采用的技术方法, 尤其常指煤粉燃烧方式采用的方法。

NO_x 的生成机理 在高温燃烧过程中会有热力型、燃料型和快速型三种类型的 NO_x 同时产生, 它们的生成机理有所不同。

热力型 NO_x (thermal NO_x) 助燃空气中的氮气在高温条件下氧化的产物。其生成随火焰温度呈指数规律迅速增加, 而在 1300°C 以下一般可略而不计, 见图 1。燃烧区的过量空气系数和燃烧产物在高温区的停留时间也有很大影响。

燃料型 NO_x (fuel NO_x) 是燃料中含氮化合物在燃烧过程中热解再氧化的产物。它与燃料的含氮量、燃烧初始区 (挥发分析出并着火燃烧区) 的氧浓度有关, 而与燃烧温度关系不大, 参见图 1。煤和重油含氮量在燃烧过程中转化生成 NO_x 的百分率大致如图 2 所示。

快速型 NO_x (prompt NO_x) 亦称瞬态 NO_x 。它是助燃空气中的氮分子在火焰前沿区域有碳氢化合物

参与条件下,通过中间产物转化成的 NO_x ;从其氮的来源看,类似热力型 NO_x ,其反应机理则与燃料型 NO_x 相似。快速型 NO_x 生成量一般很小,如图1所示。

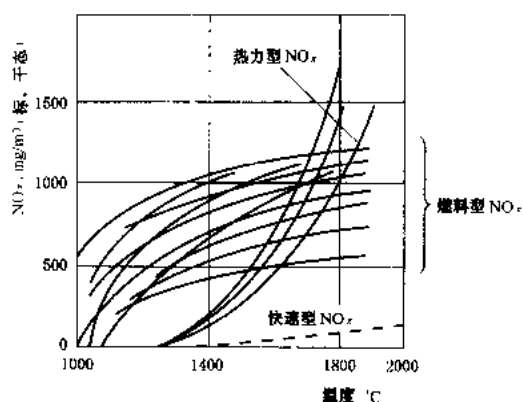


图1 NO_x 生成量与温度的关系 (Zelkowski, 1986)

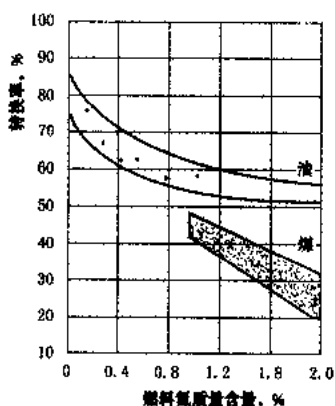


图2 重油和煤中燃料氮转换成 NO_x 的转换率 (Kolar, 1990)

在煤粉燃烧过程温度条件下所生成的 NO_x 中, NO 约占95%左右, NO_2 仅占5%左右。但在排入大气的过程中, NO 会氧化为 NO_2 。

燃料中所含的氮在较低的燃烧温度下与空气中的氧反应会生成微量的氧化亚氮(N_2O)。但当温度升高后大部分会迅速被破坏掉(峰值温度愈高,其残存量愈低)。故在常规高温燃烧过程中,排烟所含 N_2O 一般不超过 15 mg/m^3 (标)。 N_2O 含量通常不计入 NO_x 含量内。

化石燃料锅炉 NO_x 排放水平 不同燃料和燃烧方式的电站锅炉,在不采取低 NO_x 燃烧措施时, NO_x 排放浓度大致如下(NO_x 排放量与许多具体因素有关,难免有具体测值超出下列范围的情况):

固态排渣煤粉燃烧锅炉 $800 \sim 1500 \text{ mg/m}^3$ (标) (O_2 6%)

如采用低 NO_x 燃烧器及燃尽风(OFA),可降低至 $500 \sim 900 \text{ mg/m}^3$ (标)

液态排渣煤粉燃烧锅炉 $1200 \sim 2200 \text{ mg/m}^3$ (标) (O_2 5%)

如采用低 NO_x 燃烧器及燃尽风(OFA),可降低至 $900 \sim 1800 \text{ mg/m}^3$ (标),现已有低于 600 mg/m^3 (标)者
链条炉排燃煤锅炉 $300 \sim 800 \text{ mg/m}^3$ (标) (O_2 7%)

流化床燃煤锅炉(属低温燃烧) $100 \sim 400 \text{ mg/m}^3$ (标) (O_2 7%)

褐煤锅炉 $450 \sim 750 \text{ mg/m}^3$ (标) (O_2 6%)

如采用低 NO_x 燃烧措施,可降低至 $200 \sim 300 \text{ mg/m}^3$ (标)

重油燃烧锅炉 $600 \sim 1800 \text{ mg/m}^3$ (标) (O_2 3%)

如采用低 NO_x 燃烧措施,可降低至 $350 \sim 500 \text{ mg/m}^3$ (标)

燃气锅炉 $150 \sim 1000 \text{ mg/m}^3$ (标) (O_2 3%)

如采用低 NO_x 燃烧措施,可降低至 $100 \sim 400 \text{ mg/m}^3$ (标)

低 NO_x 燃烧技术的发展进程 低 NO_x 燃烧技术措施按发展过程大致经历如下三代。

第一代低 NO_x 燃烧技术措施 燃烧系统不做大的改动,只对运行方式做调整或改进。方法简单易行,但 NO_x 降低幅度十分有限。属于此类的技术措施有:

(1) 低过量空气系数运行 这是一种优化燃烧、降低 NO_x 生成的简单方法。它可能在降低 NO_x 排放的同时,提高装置运行的经济性。这种措施降低 NO_x 生成量的幅度与燃料种类、燃烧方式及排渣方式有关。电站锅炉实际运行时的过量空气系数不可能过分降低。对燃煤锅炉而言,限制主要是过量空气系数过低时会造成受热面的黏污结渣和腐蚀、汽温特性的变化以及因飞灰可燃物增加而造成的经济性降低;对于燃气、燃油锅炉而言主要限制在于 CO 浓度超标。通常,这种措施降低 NO_x 的幅度在15%~20%。

(2) 降低助燃空气预热温度 降低助燃空气预热温度能降低火焰区的温度峰值,从而减少热力型 NO_x 的生成量,这种措施仅适用于燃气锅炉。

(3) 浓淡燃烧技术 让一部分燃料在空气不足条件下燃烧,即燃料过浓燃烧;另一部分燃料在空气过剩的条件下燃烧,即燃料过淡燃烧;之后再行混合完成整个燃烧过程。无论是过浓燃烧,还是过淡燃烧,其过量空气系数 α 都不等于1。前者 $\alpha < 1$,后者 $\alpha > 1$,故又称为非化学当量燃烧或偏差燃烧。

浓淡燃烧时,燃料过浓部分因氧气不足,燃烧温度不高,所以热力型 NO_x 和燃料型 NO_x 都会减少。燃料



过淡部分因空气量过大, 燃烧温度低, 热力型 NO_x 生成量减少。总的结果是 NO_x 生成量低于常规燃烧。

这种方法可用于燃烧器多层布置的电站锅炉, 在保持入炉总风量不变的条件下, 调整各层燃烧器的燃料和空气量分配, 便能使 NO_x 排放减少。

(4) 炉内烟气再循环 把烟气掺入助燃空气, 降低助燃空气的氧浓度, 是一种降低燃煤液态排渣炉, 尤其是燃气、燃油锅炉 NO_x 排放的方法。通常的做法是从省煤器出口抽出烟气, 加入二次风或一次风中。加入二次风时, 火焰中心不受影响, 其唯一的作用是降低火焰温度, 有利于减少热力型 NO_x 生成。

对于固态排渣锅炉而言, 大约 80% 的 NO_x 是燃料氮生成的, 这种方法的作用就非常有限。

对于不分级燃烧器, 在一次风中掺入烟气效果较好, 但燃烧器附近的燃烧工况会变差, 要对燃烧过程进行调整。

(5) 部分燃烧器停用 适用于燃烧器多层布置的电站锅炉。具体做法是停止最上一层或几层燃烧器的燃料供应, 只送空气。这样, 所有的燃料从下面的燃烧器送入炉内, 下面的燃烧器区实现富燃料燃烧, 上层送入的空气形成分级送风。这种方法尤其适用于燃气、燃油锅炉而不必对燃料输送系统进行较大的改造。德国把这种方法用于褐煤大机组, 效果不错。

第二代低 NO_x 燃烧技术措施 这一代措施的特征是助燃空气分级送入燃烧装置, 从而降低初始燃烧区 (也称一次区) 的氧浓度, 相应地也降低了火焰的峰值温度。属于这一代措施的有现阶段广泛用于电站锅炉的各种低 NO_x 空气分级燃烧器系统, 如 ABB-CE 公司的整体炉膛空气分级角式切圆直流燃烧器组及 B&W 公司等的双调风旋流燃烧器, 见低 NO_x 煤粉燃烧器。

(1) 整体炉膛空气分级低 NO_x 角式切圆直流燃烧器 与传统直流燃烧器不同的是在其顶部增设了一层或两层燃尽风 (over fire air, OFA) 喷口。一部分助燃空气通过这些独立的喷口送入炉膛。这样燃烧器区处于过量空气系数较低的工况下, 抑制了 NO_x 的生成。顶部投入的燃尽风用于保证燃料的完全燃烧。

这种燃烧器的技术关键有三点。一是要合理确定燃尽风与最上层煤粉喷口的距离。二是燃尽风率要恰当: 风量大, 分级效果好, 但可能引起燃烧器区域因严重缺氧而出现受热面结渣和高温腐蚀。合理的燃尽风率对于燃煤锅炉约为 20%; 燃气、燃油炉可以再多一些。三是燃尽风要有足够高的流速, 以保证与烟气的良好混合。

(2) 空气分级 (双调风) 低 NO_x 旋流燃烧器 这种燃烧器的基本原理见低 NO_x 煤粉燃烧器。燃料与空

气混合物 (一次风) 和内二次风形成初始燃烧区 (一次火焰), 由于内二次风的旋流作用, 形成一个内回流区, 有助于一次风的加热和着火。挥发分和含氮组分的大部分在该区中析出, 但因处于缺氧和高 CO 、 C_mH_n 浓度之中, 限制了 NO_x 的生成并可使已生成的 NO_x 还原为 N_2 。夹有外回流烟气的外二次风从火焰的下游混入, 形成燃尽区。在此区内, 未燃尽的碳粒完成其缓慢的燃尽过程, 低氧浓度也能抑制 NO_x 的生成。

这种燃烧器的特点是在每一只燃烧器出口实现助燃空气逐渐混入煤粉空气射流。其难点是要准确地控制燃烧器区域燃料与助燃空气的混合过程, 以阻止燃料氮转化为 NO_x 反应和热力型 NO_x 的生成, 同时又要保证较高的燃烧效率。其做法是通过合理的结构设计, 控制燃烧器喉部燃料和空气的动量以及射流流动方向。

第三代低 NO_x 燃烧技术措施 在炉膛内采用三级燃烧或称再燃烧技术, 即合理布置主燃烧器、再燃烧燃料燃烧器和燃尽风喷口, 使在炉膛内依主燃料 (煤粉) 及其燃烧产物的行程分为三个燃烧区域 (图 3): 主燃烧区 (一次火焰区); 再燃区 (还原区或二次火焰区) 和燃尽区。用此种燃烧方式降低 NO_x 的机理主要是: 在主燃烧区 (低过剩氧量) 产生的 NO_x , 进入再燃区 (缺氧还原性气氛) 后会在高温下与再燃烧燃料 (或称二次燃料) 热解产生的烃类及氰化氢 (HCN) 等反应被还原为 N_2 ; 随后进入第三区即燃尽区, 由于缺氧引起的不完全燃烧产物与燃尽风相遇, 在规定的过剩空气条件下继续燃尽。这种燃烧技术常与 NO_x 空气分级燃烧器结合使用以达到深度脱除 NO_x 的最佳效果

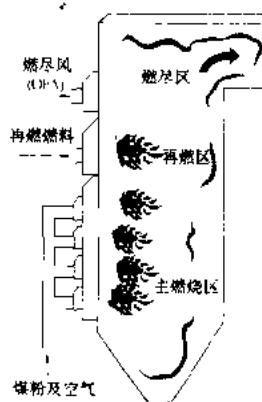


图 3 三级燃烧 (再燃烧) 技术

再燃烧燃料最好采用 C/H 比值较低的气体燃料如天然气, 以获得最佳的低 NO_x 效果, 也可采用锅炉自身燃用的煤粉。利用煤粉做再燃燃料时, 需磨成“微细粉体”以强化其热解和燃烧反应速度。但无论如何其 NO_x 减排效果总会差些。20 世纪 90 年代已经在美国及欧洲成功地示范了利用微细煤粉的再燃烧技术 (系统示意图彩图插页第 53 页 116 图)。它证实了可使 NO_x 排放浓度减少 50% 左右, 而结合低 NO_x 燃烧器可进一步达到 65% 左右, 甚至有时高达 70%。

再燃烧燃料的热输入率 (即它占燃料总输入热量

的百分率)适宜值对气体燃料来讲可能需要10%~15%,对微细煤粉可能是15%~20%。煤粉细度根据有限示范试验,90 μm 筛余量不宜超过3%~5%。老机组改造时的主要问题是飞灰可燃物难免有所增加(旋风炉影响不大);如煤灰熔融性温度偏低,需考虑炉内还原气氛会促进结渣,而煤含硫量高时需注意炉管外表面是否会产生高温腐蚀。

三级燃烧的设计也可采取每只主燃烧器火炬各自分级的独立布置方式,如图4所示。全炉多只对冲布置墙式旋流主燃烧器,在每只主燃烧器之上布置有两只再燃煤粉喷口,更上部布置OFA喷口;主燃烧器自身左右和下方也有自己的分级风喷口。该炉燃用烟煤并掺烧贫煤,NO_x排放浓度在400mg/m³(标)以下。

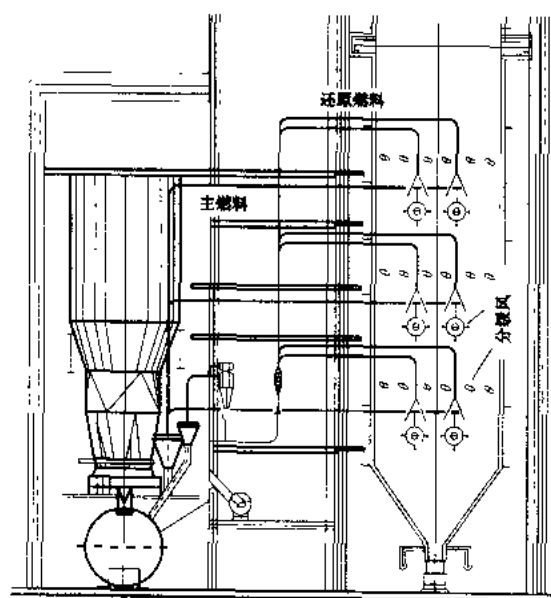


图4 海尔奈(Herne)电厂500MW示范锅炉三级燃烧系统简图

应用概况 在世界各国,低NO_x燃烧技术是最为广泛采用的控制NO_x排放的措施。当前占主导地位的是第二代空气分级低NO_x燃烧器,因为这类措施投资和运行费用低,技术成熟,既可方便地用于新建电厂,也可用于老机组改造。即使是对NO_x排放要求非常严格,为达到排放标准不得不采用烟气脱NO_x技术的国家(如德国、日本等),仍采用低NO_x燃烧器降低烟气脱NO_x装置入口的NO_x浓度,以便降低运行费用。中国目前生产的300MW、600MW级火电机组,也全部采用了低NO_x燃烧器。三级燃烧技术尚在试验研究之中。

diwen yongqi tushu

低温烟气腐蚀 (low-frequency resonance) 同

步发电机的电磁转矩呈周期性变动,其某次谐波的频率与发电机固有的自由振荡频率接近时所发生的共振现象。引起发电机电磁转矩周期性变动的因素有:外部负载不稳定或调速器失稳,使原动机输入的转矩不均匀,呈周期性变动;励磁调节系统失稳等。透平发电机组的机械系统和电磁系统构成一机电振荡系统,在遇到扰动时容易发生振荡。透平发电机组转子的阻尼很小,从转子运动方程 $\frac{J}{p} \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + K\delta = 0$ 可以得出无阻尼时透平发电机组固有的自由振荡频率 $f_n = \frac{1}{2\pi} \sqrt{Kp/J}$,式中 J 为机组转动惯量; p 为磁极对数; δ 为小值振荡角; D 为阻尼系数; K 为整步转矩。通常这一频率值只有几个赫芝甚至小于1Hz。当机械转矩或电磁转矩中某一分量的频率接近或等于发电机的自由振荡频率时就会发生谐振,发电机可能与电力系统失步而解列,因此应当避免。近年来,除在转子上装设阻尼绕组来增加阻尼外,还在励磁调节系统上附加电力系统稳定器,产生正阻尼转矩,使振荡迅速衰减,发电机得以在较短时间内恢复稳定状态。

由于电力系统内各台发电机组都有可能发生低频谐振,而且振荡频率互相接近,因此整个电力系统也有可能出现低频振荡。例如北美西北联合系统与西南联合系统互联时曾出现0.1Hz的低频振荡,导致联络线解开。1988年6月12日,中国的华中电网由于小机组调节系统失稳,也曾产生0.895Hz的低频振荡。关于电力系统的低频振荡问题需协调各发电机励磁调节系统附加的电力系统稳定器来解决。

diwen yongqi tushu

低温烟气腐蚀 (low temperature corrosion on the fire side)

锅炉在燃用高硫煤时发生在尾部低温受热面的酸酐凝结型沾污所造成的腐蚀现象。燃油锅炉也存在有低温腐蚀问题。空气预热器(特别是其冷端)是低温烟气腐蚀最易发生的部位,并常是腐蚀与堵灰并存,影响烟气和空气的流通,使阻力及排烟损失增加,锅炉效率降低,严重时锅炉的出力受到限制。

一般,低温致腐因素主要是煤中可燃硫在燃烧过程中生成的微量SO₂和灰中硫酸盐热解产生的少量SO₃。燃烧反应生成的SO₂对受热面腐蚀沾污没有明显影响。通常烟气中SO₃含量在5~50×10⁻⁶范围内,随燃料类别及含硫量而变。SO₃与烟气中的水蒸气生成硫酸蒸汽,当受热面金属壁温低于其相应分压下的凝结温度——露点温度时,即凝聚在受热面上,形成凝结型和腐蚀型沾污,造成管壁金属腐蚀。实际锅炉上当SO₃含量为10×10⁻⁶时,露点即已达到120~140℃。其后露点随SO₃分压上升,增长趋势渐缓。低温腐蚀沾污

通常并发受热面堵灰问题,这也是实际生产中的一个棘手问题。

燃油锅炉中低温烟气腐蚀机理,大致与燃煤锅炉相同,但是燃油锅炉中 SO_3 不像煤粉炉中那样可以部分被飞灰吸附,因此它在烟气中的浓度及在冷表面上的凝结比率很高,自然也就使燃油炉低温腐蚀程度往往较为严重。

试验研究表明,燃烧器供风系数对 SO_3 产生率有极强的影响。因此如可采用低氧燃烧技术,可抑制 SO_3 生成,从而减缓低温烟气腐蚀的危害。中国动力用煤中高硫煤占有相当比例,高于发生腐蚀和堵灰危害的含硫量(大于或等于 1.5%)的煤产量,约占总数的 20% 以上,因此应充分重视低温烟气腐蚀问题。对于一般燃用高硫煤现场,多采用暖风器或热风再循环方式,适当提高空气预热器进风温度和排烟温度,以避免硫酸凝结沉积造成低温腐蚀堵灰。也有用耐腐蚀的材料(玻璃管、搪瓷管等)制作空气预热器,抵御腐蚀的危害。在燃烧过程中添加碱性添加剂(CaO , MgO 等)中和吸附 SO_3 的办法虽然可抑制低温腐蚀,但使尾部沾污加重,一般不宜使用。

diya changyong bianyaqi

低压厂用变压器 (step-down station transformer) 向低压(380V)厂用电系统供电的变压器。

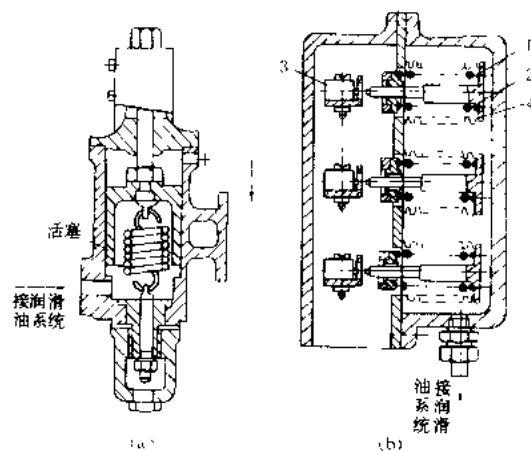
火电厂内的低压厂用变压器具有下列应用特点:
①低压厂用变压器宜采用 D/Yn 的接线,使变压器有较小的零序电抗,以便于低压中性点的引出经电阻接地或直接接地;
②采用无励磁调压方式,调压范围为 $\pm 5\%$;
③变压器的阻抗应能将低压侧的短路电流限制在制造厂可提供的厂用低压开关柜的允许值内,并当最大电动机启动时,其低压母线电压应不低于允许水平;
④低压厂用变压器有油浸式和干式两种,油浸式冷却方式为 ONAN,一般用于户外。用于户内时,当油量大于 100kg 时要装在防爆小间内;干式变压器(参见彩图插页第 34 页 72 图)则用于户内可与低压开关柜布置在一起,应采用 F 级绝缘或更高等级的绝缘,并具有良好的防潮和阻燃性能。干式变压器的冷却方式可为 AN 或 AN/AF(自然冷却/强迫风冷),视变压器的容量而定,变压器 AN/AF 的容量比一般不低于 1:1.33,当装有防护外壳时,其额定容量不应下降,干式变压器的外壳和外壳防护等级应与低压开关柜相一致。变压器利用小时高时宜选用节能型变压器。

liyeyu baohu

低油压保护 (oil failure trip) 防止因润滑

油压过低使轴承乃至汽轮机损坏的装置,又称润滑油压过低保护。汽轮机的润滑油压可能由于油系统大量漏油、油泵失效或油路受阻等原因而降低,相应润滑油量减少,使机组轴承过热以致烧损,导致动静部分碰磨,可能造成汽轮发电机组的重大损伤事故。低油压保护装置随时检测润滑系统远端油压,如发现油压降低,先是报警提醒运行人员检查,继而自动启动辅助油泵维持油压,如油压继续下降到限值则紧急停机甚至停止盘车。

低油压保护装置的核心为油压感受元件,使油压转换为位移,再按位移的大小,即油压降低的程度,依次接通几对电气触点,实现上述保护功能。图(a)是一种活塞式低油压保护装置。润滑油压将活塞顶起,使与弹簧拉力相平衡。当油压降低时,活塞被弹簧拉下,顺序接通触点。图(b)是采用三个波纹筒作为油压感受元件的低油压保护装置,三个波纹筒整定为不同的油压依次使触点接通。



低油压保护装置

(a) 活塞式; (b) 波纹管式

1—弹簧; 2—杆; 3—微型开关; 4—波纹管

dizhenkong baohu

低真空保护 (low vacuum trip) 防止汽轮机因真空过低造成损伤的装置。汽轮机运行时,如真空达不到额定值,可使热效率降低,如真空继续降低,则应减负荷;若不能及时检查消除真空下降的起因,真空恶化到某种程度可能造成汽轮机末级叶片及凝汽器铜管过热损伤。随着汽轮机容量的增大,末级叶片长度亦增加,真空低时蒸汽比体积急剧减小,通过长叶片的汽流紊乱,使长叶片动应力大幅度上升,甚至导致叶片断裂,因此大机组要求更为严格的低真空保护。

低真空保护装置的感受元件为波纹管真空计,或其他型式的测量真空的一次仪表。利用这些一次仪表,

如波纹盒的变形接通电气触点实现低真空报警乃至紧急停机。

柴油循环

狄塞尔循环 (Diesel cycle) 柴油机的一种理想的热力循环,由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等容放热四个可逆过程组成,又称等压加热内燃机循环。柴油机是由德国工程师 R. 狄塞尔 (Rudolf Diesel) 在 1892 年发明的。

狄塞尔循环的热效率为

$$\eta_i = 1 - \frac{\rho^\kappa - 1}{\kappa \epsilon^{\kappa-1} (\rho - 1)}$$

式中 ρ 表示加热后与加热前容积之比,叫做预胀比; ϵ 为绝热压缩前和绝热压缩后的容积之比,叫做压缩比; κ 为工质的绝热指数。上式指出,狄塞尔循环的热效率随着压缩比的提高而提高,随着预胀比的增大而减小。实际的内燃机压缩比也不宜过高,否则机械效率会大大降低。

狄塞尔循环可以看成是对奥托循环的一种演进。在按奥托循环工作的内燃机中,由于被压缩的是空气与汽油的混合物,为了防止爆燃,不能过多地提高压缩比,因而限制了效率的提高,也限制了所使用的燃料范围。狄塞尔循环的特点是空气和燃料分别压缩,大大缩小了对空气压缩比的限制。当空气被绝热压缩并达到很高压力时,温度也相应地超过了燃料的燃点,此时燃料徐徐喷入并被高温空气点燃(无需点火系统),气体边膨胀边吸热,其他过程与奥托循环相同。

地基处理

地基处理 (subsoil improvement) 用人工方法对基础下的受力层进行提高其强度和稳定性的强化处理。承载基石及设备或建筑荷载的地基,需有一定的强度和稳定性。当基础下受力范围内的各土层的承载能力或稳定性不足时,采用人工方法(物理的或化学的)对土层进行提高其强度和稳定性的强化处理,以改善其力学性质,使之符合设计要求。地基处理有夯实法、挤密法、振动法、预压法、就地拌和桩法等。采用何种方法加固地基,应视岩土的性质、处理的性质时效以及荷载的大小、沉降的要求等条件分别选用。

换土法 处理浅层软弱土的常用方法,即挖出地基中的软弱土后,换以密实土或砂、碎石、砾石、石屑、炉渣、灰土等并分层夯实或压实、振实,作为基础的持力层。

夯实法 利用机械的能量在地基表面进行夯击、振动或碾压,使地基内一定深度的土层达到密实,从而提高地基强度的方法。常采用的有重锤夯实法、强夯法

和振动压密法。

重锤夯实法 适用于处理厚度较薄的松散杂填土和湿陷性黄土地基。方法是:将重量为 1.5~3t,底部直径为 1m 以上的锤,使用起吊机械将它提升至 2~6m 高处自由下落,对表层土进行反复夯实。

强夯法 系较深层加固地基的方法,它适用于砂性土、非饱和黏性土、湿陷性黄土与杂填土地基。利用起吊机械将 10~40t 的重锤提升至 10~30m 高处使其自由下落,靠巨大的冲击能对土壤产生强大的冲击波和很大的应力作用夯实土层。夯击的方法要根据工程需要,通过现场有效夯击深度试验,确定采用连续夯击或分遍间歇夯击。

振动压密法 适用于处理炉渣、炉灰、碎砖、瓦块等组成的黏性土含量少、透水性好的松散杂填土及砂性土等地基。将振动机械置于地基表面进行一定时间的振捣,利用其激振力的作用,使一定深度内的基土均匀压实。

挤密法 是用砂桩、土(灰土)桩挤密地基,从而提高地基强度的方法。按已定的位置,采用沉管、冲击或爆破成孔,然后在孔中填入黏性土、灰土或砂,分层捣实,形成土桩或砂桩。土桩(或砂桩)与挤压后的桩间土组成复合地基,共同承受基础所传递的荷载。此法适用于挤实松散杂填土、松散的砂类土及湿陷性黄土等地基。

振冲法 依靠振冲器的振动及其管底射水,将泥土冲松成孔,然后边填砂石,边振挤,最后形成较大直径的砂石柱体和柱体间的土组成复合地基,达到提高地基承载力和抗液化能力的处理目的。振冲器的上部为潜水电动机,下部为振动体。电动机驱动振动体的中空轴旋转,轴上装有偏心块,产生水平向振动力。在中空轴内装有射水管,由压力水泵供水,水压一般有 0.4~0.6MPa。振冲法施工时,尚需配置自行式起重机械,以便按序转移到下一位置。

就地拌和桩法 利用特制的深层搅拌机械或高压喷射设备,将需要处理的地基土和固化剂拌和,通过固化剂的水化至硬凝等反应就地加固软土的方法。施工方法分深层搅拌法和高压喷射法。

深层搅拌法 是用深层搅拌机械,按设计位置压入地基中,就地拌和软黏土和固化剂(多数用水泥浆)强制拌和,使软黏土硬结成具有一定强度的地基土。

高压喷射法 是利用高压喷射设备产生的喷射流切削土体,达到设计要求深度后,通过灌浆杆的旋转和升降,在下端的特殊喷射装置向四周喷射水泥浆液,使土体在原位与固化剂搅拌混合均匀,凝固后在地基中形成一定直径的圆柱体,也称旋喷桩。此法适用于砂性土、黏性土、淤泥、湿陷性黄土等,还可用于基坑施工

时的止水,防止涌土、流砂、坍土。

预压法 利用材料的重量对软土地基预先加压,使大部分沉降在预压过程中完成,达到提高地基的密实度和强度。预压法适用于淤泥、淤泥质黏土与冲填土等的软弱地基。

堆载预压法是在需加固的地基上堆放重物(水、土、砂、石等)进行加载预压。为了防止压坏地基,需均匀分层分级加载,即在前一层级荷载作用下,使土体排水压缩,基本达到固结后,再施加后一层级的荷载,直至加到设计荷载为止。预压所需时间的长短,取决于地基土层的渗透特性、厚度和预压荷载的大小等因素,通过理论计算预计,预压期间应不断监测地面沉降和土中孔隙水压力的消散情况,对加载予以控制。有些工程在预压前还埋设排水砂井、袋装砂井、塑料排水板、砂或碎石疏水沟或疏水砂垫层等,促使地基土孔隙水的加速排出。

真空预压法是在土层上铺设砂层20~30cm厚,然后用薄膜密封砂垫层,用真空泵在砂垫层或砂井中抽气,将地下水吸出排除。

灌浆法用压力将某些能固化的浆液注入土层或岩层的裂隙以改善其物理力学性质,起到防渗、堵漏、加固的作用。广泛适用于黏性土、砂、砂砾、湿陷性黄土、松散的石层地基。按照其目的不同而分下列三种方法:①渗透性灌浆:浆液注入的压力不大,土层结构不受扰动和破坏,适当地改善土层的物理力学性质。②劈裂灌浆:浆液注入的压力较大,浆液克服地层的初始应力和抗拉强度,扰动和破坏了土体结构,但可扩散到较大范围。③压实灌浆:通过钻孔向土层中压力灌浆,在灌浆点周围形成泡形浆体,压实四周土层。

diàn ān shuǐ zhì liáng biāo zhǔn

地面水质量标准 (quality standard for surface water)

对地面水水质所制订的环境质量标准。制定本标准目的是保障居民身体健康,维护生态平衡,保护水资源、控制水污染,改善地面水质量和促进经济发展。通过标准的执行可提高环境管理质量,制定环境治理规则,使全国范围的江河、湖泊和水库水域的水质得到改善,维护良好的环境质量。

标准中水质项目及其限值的制定原则,是以危害性大、来源广、排放量多的有害物质为主,着重研究这些物质在水中的含量对水生生物、人体健康、地下水等的影响,对农田土壤及农作物的影响,对造成水的感官性状恶化(产生异味、异色等)的影响持续存在的时间和消失情况,以及对水的自净化过程的影响等,再结合实测或实验数据等资料作为制定的依据。

中国对地面水有害物质最高容许浓度的规定最早

见于《工业企业设计卫生标准》,1983年第一次颁发了《地面水环境质量标准》,经过实践、总结、修订,于1988年公布实施GB3838—88《地面水环境质量标准》。标准依据地面水水域使用目的和保护目标不同划分为五类。第一类主要适用于源头水,国家自然保护区;第二类主要适用于集中式生活饮用水水源地一级保护区,珍贵鱼类保护区,鱼虾产卵场等;第三类主要适用于集中式生活饮用水水源地二级保护区,一般鱼类保护区及游泳区;第四类主要适用于一般工业用水区及人体非直接接触的娱乐用水区;第五类主要适用于农业用水区及一般景观要求水域。标准中控制质量项目包括水质基本要求、水温、pH值、各种金属盐、氯化物、溶解氧、五日生化需氧量(BOD₅)、化学耗氧量(COD)、有害物质、大肠菌群等30项,并规定不同水域功能的五种标准值。要求各地环境保护部门执行标准时,可会同有关部门,结合当地水域使用目的,将所辖水域划分功能类别,呈报上级批准后,按相应的标准值管理执行。标准还规定了各水质标准项目的测定方法。

世界各国都有水质标准,但其内容和要求各不相同。美国目前颁布的水质标准是按水的不同用途提出的各种标准,且纽约州、华盛顿州等规定了州的地面水水质标准,列出了各项指标的目标值和标准值。欧共体于1995年规定了作为饮用水源的地面水质量标准,分三级;水质指标共46项,分指导值和管理值。日本采取按不同区域规定不同标准,如河流分为六级、湖泊分为四级等,其中对重要的水域所规定的标准要求十分严格。

dì xià shuǐ zhì liáng biāo zhǔn

地下水质量标准 (quality standard for ground water)

对地下水水质所制定的环境质量标准。国家制定本标准的目的是保护和合理开发地下水资源,防止和控制地下水污染,保障人民身体健康,促进经济发展。本标准是地下水勘察评价、开发利用和监督管理的依据。

中国的《工业企业设计卫生标准》、《生活饮用水卫生标准》中曾对地下水资源的保护做了明确的规定。《地下水质量标准》于1993年12月由国家技术监督局首次颁发。依据中国地下水水质现状、人体健康基准值及地下水质量保护目标,并参照了生活饮用水、工业、农业用水水质要求,将地下水质量分为五类:第一类主要反映地下水化学组分的天然低背景含量,适用于各种用途;第二类主要反映地下水化学组分的天然背景含量,适用于各种用途;第三类以人体健康基准值为依据,主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农用水;

第四类以农业和工业用水要求为依据,除适用于农业和部分工业用水外,适当处理后可作生活饮用水;第五类不宜饮用,其它用水可根据使用目的选用。

标准列出的水质控制项目包括 pH 值、含盐量、有毒、有害重金属化合物、有机有害物质、大肠杆菌和放射性等 39 个项目。同时,标准中还对地下水水质监测方法、监测频率和地下水质量评价做了规定。

air huo zhuanqizhi

点火装置 (flame ignitor) 利用电能点燃油,气火焰再点燃主火焰的装置。由电引燃器(电点火器)、点火油枪、进退装置和升压电源等组成。一台锅炉上通常设有几个油(及气)点火装置,每个装置上均设自备点火器。

煤粉燃烧器的点火使用液体或气体燃料。采用多级点火方式。由电引燃器发火顺次点燃气体燃料、液体燃料,然后点燃煤粉,称三级点火;或者由电引燃器发火直接点燃点火油枪供给的液体燃料(轻油或重油),再点燃煤粉,称二级点火。当气、液体燃料被点燃经火焰检测确认后,电引燃器退出。点火装置自动化程度高,装设在炉前,工作条件恶劣,须加强维修。

用途 分为单一点火和点火稳燃两种,两者无明显区别。点火装置只在启动时用来点燃主火焰,待燃烧稳定后立即停掉。点火稳燃装置除有点火功能外,还兼有锅炉启动升压和低负荷稳燃功能。

热功率 电点火器的最小容量(电能量)约为该点火油枪热功率的 1%~2%。每个气体点火装置的热功率不小于 1044MJ/h (290kW)。每个燃油、燃煤锅炉的油点火稳燃装置的热功率不小于 2088MJ/h (580kW)。各油点火稳燃装置的总热功率一般为锅炉额定负荷下总输入热功率的 20%~30%。

构造与种类 点火装置可按电引燃原理,分为电火花-气体点火器、高频高压电火花点火器和高能电火花点火器等。

(1) 电火花-气体点火器:利用高压电火花点燃气体燃料,然后点燃主燃料(见图 1)。可燃气体在混合室内与空气混合。部分气体由点火器中心进入,被电火

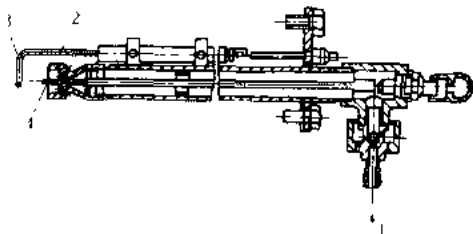


图1 电火花-气体点火器

1—燃料; 2—喷嘴; 3—火焰检测器; 4—电视棒

花点燃后,再引燃周围可燃气体。

(2) 高频高压电火花点火器:由电火花发生器及棒形点火枪组成。电源在振荡回路中产生高频振荡,经高频变压器升至 20000V 产生电火花可直接点燃重油(见图 2)。

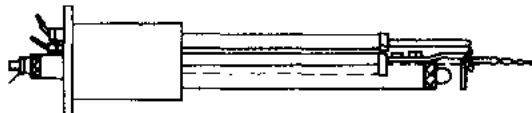


图2 高频高压电火花点火器

(3) 高能电火花点火器:由高能点火变压器和点火嘴组成。利用点火变压器的 RC 电路充放电功能,使点火器两电极半导体面上形成能量很大的火花,可直接点燃重油(见图 3)。

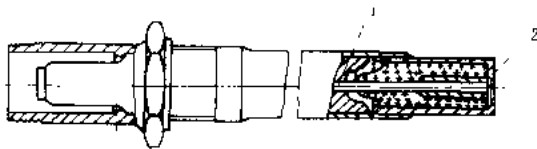


图3 高能电火花点火器

1—中心电极; 2—半导体发火面

布置 点火油枪的布置直接影响点火效果与节能效果。不同的燃烧方式,需要不同的电点火器布置形式。

(1) 旋流式燃烧器的点火装置有中心和侧面倾斜两种布置方式[见图 4 (a)、(b)]。同轴布置紧凑、点火容易,点火位置要求不严,但中心管径要求较大。斜

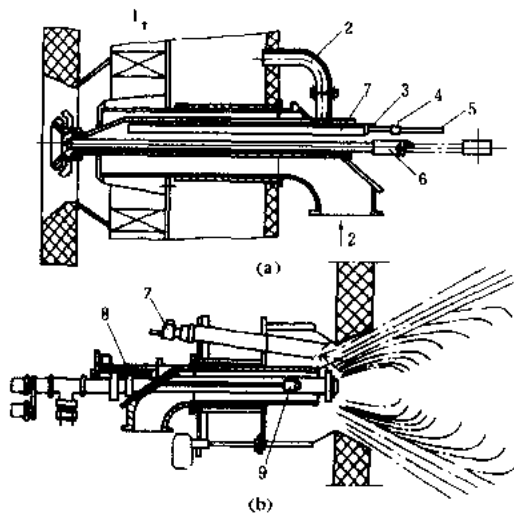


图4 旋流式燃烧器

(a) 点火器中心布置方式; (b) 点火器侧面倾斜布置方式

1—二次风; 2—空气; 3—火焰检测器引线; 4—可燃气体;

5—点火引线; 6—点火油枪; 7—电火花气体点火器;

8—调风器操纵器; 9—火焰检测器

向布置有两种：一种是点火油枪与电点火器均斜向插入；另一种是电点火器斜向插入，点火油枪布置在燃烧器中心管内。

(2) 切向直流燃烧器的点火装置一般是将电点火器和点火油枪布置在与一次风口相近的二次风口中或一次风口的侧面（见图 5）。

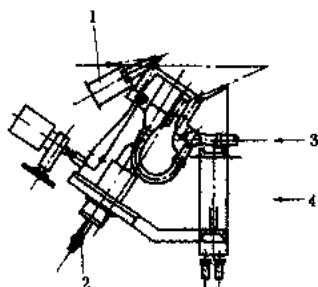


图 5 直流式燃烧器点火器布置方式
1—点火器；2—油枪；3 天然气；4 空气

电厂化学

（power plant chemistry） 一门与火力发电厂生产过程密切相关的应用化学。根据火力发电厂用的水、油和燃料的特性及其在生产过程中的物理化学反应规律，研究这些介质的各种处理的理论和技术。电厂化学的研究目的是防止热力设备的结垢、积盐和腐蚀；防止充油设备油质的老化；改善锅炉燃烧工况，节约燃料；为发电设备的安全经济运行提供保障。此外，为了节约用水和保护环境，还应研究天然水的高效利用和废水的再利用等。

形成 火电厂早在采用低压热力设备和低电压电气设备时，水、油、燃料的性能对设备的运行效率和寿命就有很大影响。因此，为保证设备的安全经济运行，开展了有关理论和应用技术的研究。之后，随着生产技术的不断发展，设备参数的不断提高和容量的不断增大，对水、油、燃料的性能指标的要求越来越高，尤其是当直流锅炉、亚临界及以上参数锅炉和超高压电气设备广泛应用后，促使电厂化学发展到一个崭新的阶段。在漫长的发展过程中，对水、油、燃料的研究，涉及到水化学、蒸汽化学、水处理工艺学、金属腐蚀科学、石油化学、燃料化学、有机化学和分析化学等多种学科。而且都是根据火电厂的特点进行专门的系统的机理研究和应用研究，从而逐步建立了完整的体系，形成了电厂化学。

内容 主要研究水垢的形成和防止、金属的腐蚀与防护、积盐的形成和防止、油质的老化与稳定、动力燃料特性以及化学监督。

水垢的形成和防止 水中悬浮和溶解的各种物

质，沉积于火电厂热力系统金属受热面上形成水垢的过程，是水质不良首先表现出的危害，也是电厂化学研究的前沿课题，尤其是热力设备在高温高压、高热负荷、高蒸发强度和各种流体动力工况下运行，使水的物理化学过程十分复杂，因此，要以化学反应热力学和化学反应动力学来研究各类锅炉金属受热面形成各种沉积物的过程，以及沉积物在热力设备运行工况发生变化时的物理化学过程，以揭示水垢形成的机理。

防止水垢的形成，主要是研究去除和稳定水中的结垢物质，包括：混凝、中和、稳定、氧化还原过程及工艺，重力分离和筛滤截留过程及其装置，曝气、吸附、膜分离和离子交换过程及其设备，逐步完善了水处理工艺学。其次是从水化学工况和热工况研究控制沉淀的形成和改变沉积物特性的机理和方法。

金属的腐蚀与防护 由于外部环境的化学作用或电化学作用而引起金属损坏的腐蚀，在火电厂水、汽、烟气以至汽轮机油系统都可能发生。火电厂热力设备金属腐蚀，主要是纯水、汽介质在高温高压、高热负荷、高蒸发强度和相变条件下的腐蚀过程，包括：在水中各种物质的含量及比值下的腐蚀行为、热工况和流体动力工况在金属腐蚀过程中的规律、应力作用下的金属腐蚀过程、蒸汽在高温高压环境中和降压降温及相变条件下对金属的腐蚀过程，金属受热面生成的各种沉积物与金属腐蚀的相关性、高温高压下金属腐蚀的化学和电化学反应、综合因素促进的金属腐蚀过程等。

鉴于火电厂热力系统庞大，设备种类繁多，金属材料不一，以及运行工况差别甚大，为此要从多领域进行防腐蚀的研究。概括起来有：环境（介质）处理，去除水、汽中引起金属腐蚀的有害成分；添加各类药剂，使介质处于稳定状态；表面保护技术；电化学保护技术；合理选材以适应环境；有效去除设备内表面沉积物的技术，以及金属腐蚀失效的类型、特征和腐蚀失效分析技术等。

积盐的形成和防止 锅炉产生的蒸汽携带有锅炉水中各种物质时，会在蒸汽通流部分析出，形成积盐。它的形成不仅受高温水化学支配，而且与高温蒸汽化学紧密相关。其复杂的物理化学过程的研究，主要包括：锅炉水中各种物质含量和其比值在不同参数下引起蒸汽携带的机理；锅炉运行工况和蒸汽携带的规律；饱和蒸汽及过热蒸汽在各种参数下对强电解质和弱电解质的溶解特性和沉积规律，以及蒸汽携带的各类物质在压力温度变化和相变环境下的物理化学过程等。

为获得纯净的蒸汽，主要研究去除和减少水中能引起蒸汽携带的各种物质的物理、化学技术；通过热化学试验调整水中物质的含量及其比值，制定适合各种参数锅炉的运行工况和水化学工况等。

油质老化和稳定 油质在设备运行过程中因内外因素引起老化产生许多有害物质,而失去原有的优良性能。为保持油质长期稳定,要研究油质老化的机理。包括:油质的物理、化学和电气性能,各种充油设备运行条件下和各种环境因素(水分、氧气、温度、金属和绝缘材料、电场强度等)作用下的老化过程,油的化学组成与适应充油设备需要的相关性等。随着发电设备技术的发展,研究新型润滑、绝缘介质性能及其在运行中的变化规律。

为预防运行中的油质老化,主要应研究各种添加剂和截留、隔离、吸附等技术,以及各种作用的协同效应。

动力燃料特性分析 动力燃料特性与锅炉设计、安全运行和节约能源紧密相关,因此要对燃料特性及其测试技术进行研究,除工业分析、元素分析、热值测定外,还包括:燃料的燃烧、粉碎和流动特性,煤灰的高温特性;煤灰结渣和沾污的机理及预防、清除技术;燃料采制样的机械化和校测技术的仪表化;动力燃料的分类等。

化学监督 火电厂技术监督的组成部分,也是电厂化学研究的内容。它主要通过如上各领域的研究成果和全面总结生产实践经验,制订有关的标准、规程、导则、规范、条例和制度作为监督的依据;在分析化学领域进行广泛的研究,包括常量和痕量分析、仪器分析、电化学测试技术和化学仪表在线监测等,建立统一的分析和监测方法作为监督手段;并根据生产发展需要研究监测、调节、控制的综合自动化和微机管理、专家诊断系统等。通过化学监督及时发现和消除造成一切异常现象和设备隐患的化学因素,研究掌握内在规律,保证设备安全经济运行。

展望 我国火电工业的发展面临着水资源分布不均和日益严格的环境保护要求,煤炭产地大都是水源短缺的干旱区域,火电建设布局受到水量不足的制约,因此,节约用水和减少污染排放已成为电厂水处理密切关注和急需考虑的现实问题。

膜分离技术的开发应用对于高含盐量水、苦咸水以至海水的脱盐具有较强的适应性和明显的优越性。电渗析、反渗透与离子交换法联合除盐系统不仅适用于高盐分的原水水质,而且可大幅度降低酸、碱等化学药剂的耗量,减少污染废液排放。

随着锅炉补给水质量的提高,凝汽器泄漏已逐渐成为热力系统中杂质的重要来源,要扩展现行锅炉热化学试验的功能,建立热力系统汽水回路盐类平衡体系,进行微机技术在汽水质量在线监控和水化学运行工况的实时监测和调整中的应用研究,开发凝汽器管快速检漏及在线监测技术。掌握蒸汽在汽流通道对

氧化物、沉积物的溶解及各类杂质成分随蒸汽压力、温度变化析出、沉积和分解的规律,形成汽轮机蒸汽化学。

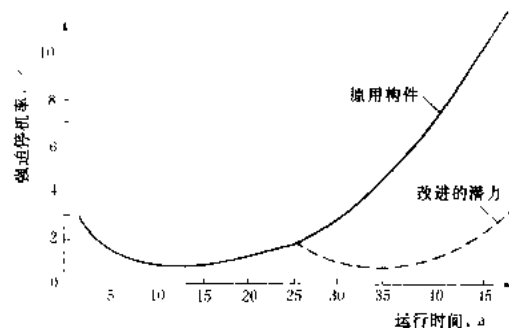
在给水处理和锅内水化学工况方面,推行加氧处理技术,降低热力设备和管道的金属腐蚀及其产物在受热面上的结垢。

电力用油、气监督要实现质量分析自动化,对油、气物理化学性能的劣化引发的发、供电设备故障实行智能化诊断,以及对油质的在线化处理。

研制煤质快速分析仪器,针对锅炉燃烧要求,对入炉煤质实现自动调整混煤。开发煤场混堆及合格燃料的供应系统综合管理技术。

diannchang yanshou

电厂延寿 (power plant life extension) 火力发电厂运行时间超过设计寿命后,继续延长运行期限的技术和措施。其目的是使超期运行的火电厂在能满足现在和将来所要求的运行工况下安全经济运行。20世纪70年代以来,世界上一些工业发达国家的火力发电机组的服役年龄构成发生了明显的变化,老机组占总装机容量的比重不断增加。例如,美国运行时间超过30年的老机组,1970年占总容量的2%,而到1990年增加到15%。欧洲和日本有类似的趋势,老机组比重不断增加,是因为70年代以来石油涨价、负荷增长缓慢、用地困难以及法规约束等原因,使新建火电厂投资大幅度增加,明显地减缓了火电厂的建设。电力工业的运行经验表明,采用新技术改造老机组,使之降低热耗和延长寿命具有很大的潜力,在经济上和部分满足未来不定的电力需求方面,老机组改造延寿可能胜于新建电厂。因而这一问题得到世界各国电力工业部门的极大关注。进行电厂延寿要根据负荷预测和系统规划,逐个评定系统内现有运行机组的状态,并与新建机组比较,合理选定经济上优先的老机组进行延寿改造。一般说,未经延寿改造的老机组事故率(即强迫停机率)较高(见图),另还有蒸汽参数可能比现代化机组低以及控制系统落后等缺点,这些都是在电厂延



火电机组强迫停机率与累计运行时间的关系

寿中必须重点解决的。

实施电厂延寿是一个长期复杂的过程,关系到电厂各个部门,目前为保证各项工作进度平衡稳定,已用计算机对全部过程进行管理。

电厂延寿的主要技术内容包括设备评估、寿命预测、建立必要的判废标准、检测寿命损耗状况和提出改进措施5个方面。

设备评估 在系统总体评估的前提下评估设备延寿在技术上和经济上的可行性。包括对设计资料、质量保证书、运行参数(温度、压力等)变化、起停情况(次数和速度)、事故情况和检修历史的调查,对构件材料性能的了解,对构件或机组寿命损耗情况的估算,确定需要延寿时间的目标和可能的运行工况(调峰和起停速度等),以及所需费用的估算和经济分析等。

寿命预测 用科学的寿命预测方法按今后要求的运行条件预测火电厂关键构件、机组直到整个电厂的剩余寿命。这是电厂延寿技术中的最主要内容和重要环节。

建立必要的判废标准 以用较简单的检验标准判定构件是否失效,及即将失效的期限。这些标准目前有金相组织变化的级别、金属蠕变空洞的分级、蠕变变形量及无损检验的缺陷等级等。

检测、试验和分析设备和构件的寿命损耗状况 包括定期检测和不定期检测。内容有构件尺寸(如钢管壁厚及椭圆度等)、宏观和无损检验、金属组织和金属组织变化情况、蠕变损伤程度等。对构件进行应力分析以及根据需要对运行过的材料取样,进行各种组织性能试验分析以测定已运行过的构件和材料的寿命损耗程度。检验分析中也包括对构件寿命在线监测结果的分析。

提出改进措施 在进行综合分析后,对关键构件、机组以至整个电厂提出必要的延寿改进措施。如对一些老机组,为提高其效率、改善运行性能以满足今后更为苛刻的调峰和起停工况,并提高其可靠性,需要利用现代技术提出对设备的延寿改造措施,安排适当的检修计划,以便在延寿改造中尽量利用计划检修来修补或更换已判为失效的构件等。

在延寿过程的工作执行中,应按情况的发展即按不断获得的检测、试验和分析计算的结果来修正以前的寿命预测结果、检修计划和措施。实践证明,这种反馈对于顺利完成构件、机组甚至整个电厂的延寿是十分必要的。

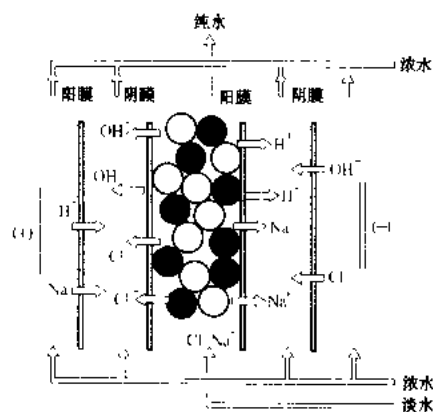
lianchuan

电除盐 (electrodeionization process, EDP)

将电渗析与离子交换技术相结合而组成的一种除

盐新工艺,也称电去离子工艺。在直流电场作用下,阳、阴离子交换树脂分别与水中溶解盐类的阳、阴离子进行交换,并利用电渗析电极极化使水分子解离而产生的氢离子(H^+)、氢氧根离子(OH^-)进行再生,而不需使用酸、碱再生剂。

原理 用阳离子交换膜和阴离子交换膜与隔网交叉装设形成水流隔室,每相间一个隔室充填混合的阳、阴离子交换树脂,隔室两端安装电极,施加直流电压,由此组成的基本单元叫做单元对,单元对包括一个充填离子交换树脂的淡水室和一个浓水室。多个单元对并列组装成器,见图。在通入直流电流时,水中的离子按电流方向从淡水室穿过选择性透过离子交换膜进入浓水室。淡水室中的水即被淡化为纯水,而浓水室的水即为含盐的浓水。



EDP 工作原理图

淡水室中的离子交换树脂的作用是:①减少装置中水的电阻,增加离子的迁移速度;②当室中的水很纯时,直流电压将水分解为氢离子和氢氧根离子,分别对阳、阴离子交换树脂进行再生。

系统 电除盐是基本上可以连续运行的水处理技术。为此,对进水必须进行严格的预处理,以减少中途清洗污垢、胶体物质的堵塞而停止运行的时间。预处理还须控制水中游离氯和有机物的含量。预处理方式应按电除盐装置对进水的水质要求选定。通常,电除盐装置前置反渗透装置,即组成反渗透/电除盐(RO/EDP)联合处理系统。

电除盐技术可取代常规的离子交换一级除盐设备,其优点是简化系统,不需要用酸、碱溶液再生离子交换树脂,从而节省再生剂消耗,减少废液处理和排放,有利环境保护。

发展状况 电除盐技术的研究开发始于20世纪60年代。1987年美国Filter/Ionpure公司推出首台商用电除盐装置,至1999年美国Electropure公司、Liquipure公司、加拿大E-cell公司、德国Kunz公司相

继生产商用除盐装置。中国湖州玉泉水处理设备有限公司于1996~1998年研究开发电除盐组件,1999年首台产品投入工业应用。

· 100 ·

电磁阀 (solenoid valve) 利用电磁力驱动的阀门。它是自动控制系统中的一个执行部件,用它来控制流体介质的通断或改变其流动方向,以达到控制工艺过程的目的。

电磁阀由电磁部分、中间部件、阀座及手动操作器四部分组成。电磁部分由电磁线圈与磁芯构成,电磁线圈可接受运行人员或自动装置发出的指令励磁或失磁,磁芯受电磁线圈驱动;中间部件由磁芯带动,分直动式与先导式两种。直动式是由磁芯直接开启常闭阀的孔或关闭常开阀的孔,开启阀门需要的力与孔尺寸及流体压力成正比;先导式则是由磁芯带动一先导孔或旁通孔,线圈断电,先导孔关闭,管线压力通过旁通孔施压于活塞或膜片顶部,严密关闭阀门;线圈通电,磁芯开启先导孔,通过阀出口消除活塞或膜片的顶部压力,管线压力本身将膜片或活塞推离主孔,开启阀门。在孔径大、介质压力高的工作条件下,用先导式电磁阀,但它对介质的洁净度要求高;阀座用来连接被控介质管道或输出管道;手动操作器为人工方式控制电磁阀的手段,分短暂式与保持式两种。

电磁阀接通路数可分为二位二通、二位三通、二位五通(四通)、三位三通和三位五通五种型式。按工作环境其外壳密封类别分为普通型、户外型(防雨、防尘、防冰雪)、防腐型、潜水型和防爆型等。电磁阀的电磁线圈绝缘等级有三种,B级其温度限制130℃;F级其温度限制155℃;H级其温度限制180℃。电磁阀按控制方式可分为单电控、双电控、常闭型、常开型。单电控(单线圈)是单稳态动作形式,无记忆作用,断电复位;双电控(双线圈)为双稳态动作形式,有记忆作用,断电保位。常闭型断电阀关闭,通电阀开启;常开型断电阀开启,通电阀关闭。

流体流量的最大和最小值、流体的静压及阀的压差大小,流体的密度、温度和黏度是决定阀门尺寸大小的因素,而流量系数 C_v 是关键参数。

· 100 ·

电磁负荷 (electromagnetic loading) 电负荷和磁负荷的总称。电负荷 A 又称电枢线负荷,表示沿电枢表面单位周长的安培导体数(A/m)。磁负荷 B_g 又称气隙磁密,是空载时沿气隙表面的平均磁通密度(T)。电磁负荷 $A_g B_g$ 不但决定制造交流发电机的材料利用水平,还与一系列运行性能和参数有关。同步发电

机的视在功率 S 如下式所示: $S = k A_g B_g D' L n, kV \cdot A$,式中 D 为电枢直径,m; L 为电枢长度,m; n 为发电机转速,r/min; k 为与绕组系数等有关的常数。因此

发电机的利用系数或称为出力系数 $C = \frac{S}{D^2 L n} = k A_g B_g$

由此可看出提高电磁负荷可以提高单机容量,但也影响铜损和铁损。气隙平均磁通密度 B_g 的选择受到铁芯齿部饱和的限制。目前硅钢片的最大磁通密度为2.0~2.2T,使用的气隙平均磁通密度一般不超过其一半,即0.8~1.1T。电负荷 A_g 的选用受绕组的铜损、温升、效率及由槽深支配的漏抗的限制,并与电机的绝缘和冷却方式有关。空气冷却的中、小型透平发电机的 A_g 一般在40~75kA/m之间;大容量透平发电机由于采用了导体内直接冷却的方式, A_g 可大为提高,一般取值在100~250kA/m范围内,此时要注意在定子绕组端部和端部构件中因漏磁大而产生附加损耗并引起局部过热。当气隙长度一定时,同步电抗与 A_g/B_g 成正比,因此电负荷与磁负荷的选择也会影响发电机的运行性能。

· 100 ·

电磁功率 (electromagnetic power) 通过发电机定、转子间的电磁作用,经气隙电磁场传送给电枢绕组的有功功率,即电磁制动转矩与转子角速度的乘积。电磁功率减去电枢绕组的电阻损耗,就等于发电机的输出功率。电磁功率加上发电机励磁绕组电阻损耗、定、转子铁芯损耗及通风损耗和轴承的摩擦损耗,就等于原动机输入发电机的机械功率。

同步发电机在恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下对称、静态运行时,电磁功率和功率角有关(见透平发电机特性曲线)。如果发电机转子发生振荡,则电磁功率不仅和功率角有关,还和功率角对时间的导数有关。前者为同步电磁功率,和同步电磁转矩相对应;后者为异步电磁功率,和阻尼电磁转矩相对应。

发电机带不对称负载静态运行时,对应于电枢电流的正序及负序分量,电磁功率中将包含正序及负序两部分,其中电磁功率负序分量的传送方向是由电枢绕组经气隙输入转子的。

· 100 ·

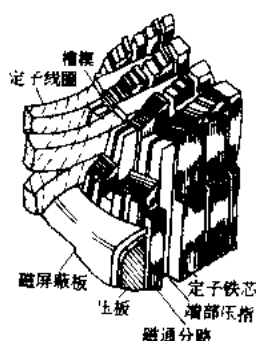
电磁屏蔽 (electromagnetic shield) 利用导电材料或铁磁材料制成的部件对大容量透平发电机定子铁芯端部进行屏蔽,以降低由定子绕组端部漏磁所引起的附加损耗与局部发热的措施。随着单机容量的不断增大,透平发电机定子绕组端部在定子铁芯端部的漏磁通也逐渐增加。此磁通在端部的金属构件和铁

芯端部,特别是铁芯内圆以及靠近绕组端部的--两叠铁芯的齿根处,产生附加损耗,导致局部发热。因此除了端部结构件采用无磁性材料制成外,还在铁芯端部采用电磁屏蔽以降低附加损耗。主要采用磁屏蔽板和磁分路两种措施。

磁屏蔽板 也称电屏蔽板。为减少漏磁通在铁芯两端非磁性压板和铁芯轭部引起的涡流损耗,在压板表面用良导电材料(铜或铝)制成的磁屏蔽板进行覆盖,使定子绕组端部的漏磁通被磁屏蔽板中感应的涡流所产生的磁通削弱,并且使一部分漏磁通改变路径。但由于磁屏蔽板上涡流所产生的反作用磁场,使漏磁通集中在屏蔽板的内圆区域,如不同时采取磁分路措施,则该区域内的损耗及发热情况将有所恶化。

磁分路 大容量发电机除有上述的磁屏蔽板外,还在铁芯外侧和铁芯压板之间设有阶梯形式的锥形叠片铁芯,以吸收漏磁通,避免漏磁通过分集中于铁芯齿部或压圈及磁屏蔽板内圆,这种叠片铁芯称为磁分路。采用磁分路时,铁芯端部附近的漏磁通总量会增加,因此应正确设计磁分路的锥度和轴向尺寸。

磁屏蔽板和磁分路在发电机铁芯端部的布置如图所示。



透平发电机定子铁芯端部结构图

电磁制动转矩

(electromagnetic braking torque) 由同步发电机定、转子电磁作用形成的作用于转子上与旋转方向相反的转矩。当发电机稳定地向对称负载输送电能时,电枢旋转磁场和转子磁极同速同向旋转,无相对转动,两者之间因同极性相斥、异极性相吸而形成平稳的电磁制动转矩。此电磁转矩加上作用于转子上的轴承和通风摩擦转矩及同轴励磁机的励磁功率转矩等,构成作用于转子上的总阻转矩。原动机作用于发电机转子上的驱动转矩应等于上述总阻转矩,才能保持发电机匀速平稳运行。

静态运行中,负载没有什么变动,电磁制动转矩等于发电机中通过气隙磁场传递给电枢绕组的电磁功率除以转子的角速度。在恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下,电磁制动转矩的大小和发电机励磁感应电动势超前于发电机端电压的时间相位角 θ 有关, θ 称为功率角。

运行条件有突然较大变动的暂态过程中,电磁转

矩和发电机各绕组中的暂态电流有关,除了方向一定的平均转矩分量外,还会有方向交变的交变转矩分量出现。当发电机非同步合闸,或电网发生突然短路等故障时,发电机的暂态电磁转矩可能达到极大的数值。在透平发电机组的轴系强度设计时必须考虑暂态电磁转矩引起的轴系扭振的影响。

电动阀

(motor driven valve) 阀门和阀门电动装置组合成的统一体。作为阀门,它是一种管道附件,作为电动装置,它是自动控制系统的部件。电动阀可以接受运行人员或自动装置发出的指令,自动截断或开启流体的通道。一般情况下,电动阀对于管道中的介质流量实施开关控制,即全开和全关,不作调节或节流用。

电动阀以电动机作原动机,通常采用专门设计的三相异步电动机。电动机按短时工作制设计,有较高的起动转矩和最大转矩,对于要求改变转速的场合,采用变速三相异步电动机。电动机通过主传动机构减速后带动阀门的启闭。主传动机构的结构形式较多,最常见的是正齿轮传动和蜗轮传动的结合。在主传动机构内设有转矩限制机构,当电动阀的启(闭)转矩达整定值时,转矩限制机构推动转矩开关发出信号给控制电路切断电动机的电源;设有行程控制机构,当电动阀的启、闭位置达整定值时,行程控制机构推动行程开关发出信号给控制电路切断电动机的电源;设有阀位测量机构,能以模拟量的形式提供阀门位置信号,供远方监视或其他自动化装置使用。

电动阀的关键性能要求是打得开,关得严。它是发电厂顺序控制中十分重要的自动化基础部件。

随着自动化水平的提高,电动装置正在向智能型发展。

电腐蚀

(electroerosion) 由于电火花放电使发电机绝缘材料表面造成烧损和腐蚀的现象。现代大容量透平发电机定子线棒的主绝缘一般采用热固性绝缘材料,热固性材料在运行温度下几乎没有热膨胀,由于振动和其他制造原因的影响,致使定子线棒上绝缘外表面防电晕层与槽壁之间接触不良,存在着局部间隙;当线棒主绝缘与防电晕层结合不紧密时也会存在局部间隙。当间隙的电场强度超过某一数值时,将产生间隙火花放电,致使局部温度升高,有时可高达摄氏几千度,使防电晕层和主绝缘表面受到严重腐蚀或烧损。此外,高压定子线棒在通风槽口和端部出槽口处有可能出现电晕放电,使空气电离而产生臭氧及氮的氧化

物,与空气中的水分起化学作用,引起线棒表面防电晕层和主绝缘的腐蚀。

间隙上所受的电压与定子绕组电压、定子线棒尺寸、主绝缘材料和厚度、防电晕层的电阻率和线棒的嵌装工艺等有关。环氧粉云母绝缘的线棒较沥青云母带绝缘的线棒容易产生放电;发电机额定电压越高或线棒在运行中所处的电位越高,间隙上所承受的电压也越高;线棒防电晕层表面和槽壁间的接触电阻越大或接触点间的距离越大,间隙上所受的电压也越高。

防止电腐蚀的主要措施是:改进材料性能和提高工艺水平;改进线棒在槽内的固定方法,以使线棒与槽壁接触紧密可靠;定子槽内喷半导体漆,槽内垫条采用半导体材料;采用主绝缘和防电晕层一次热压成型,以消除主绝缘和防电晕层之间的局部间隙;在线棒端部出槽口处采用碳化硅半导体漆的防电晕措施等。

diàn àn bù zhì

电缆布置 (cable layout) 根据电缆的功能和工作性质,以及连接对象位置和敷设环境选定其安装敷设方式的设计工作。电缆敷设设计时要做到路径短捷,避免与管线或施工地段交叉,与易燃易爆物及热源隔绝,防止各种可能的机械、化学及地下电流的损

害,并便于施工维护。

电力电缆与控制电缆应分别敷设。对双套辅机的电源电缆以及全厂重要公用负荷的电缆也需分别敷设。电缆构筑物的设计要考虑扩建需要,并需留出不少于20%的备用支架或排管孔洞。电缆的金属外被层、支架和金属保护管均应可靠接地。

和电子型保护控制设备连接的控制电缆,应根据装置的要求,采取抗干扰措施:①采用钢铠、金属套或屏蔽电缆时,需根据具体回路将屏蔽层一点或两点接地;②禁止强电和弱电回路合用一根电缆;③控制电缆与电力电缆不得在同一层敷设;④控制电缆敷设路径,应避免靠近避雷器、避雷针、电容式电压互感器或耦合电容器;⑤设置与控制电缆平行的专用屏蔽线。

常用的电缆构筑物,设在地下的可用电缆隧道、电缆沟、排管、直埋壕沟;设在地上的可采用吊架、桥架、电缆夹层和竖井等型式。

在设计时,应根据电气设备位置、设备进出线方式、地下水位高低及工艺设备布置等现场条件选择电缆的敷设方式,下表给出火电厂常用电缆敷设方式。

主厂房到主控室或网控室的电缆构筑物一般采用隧道,当设有天桥相连时,可在天桥下设电缆夹层。

用架空线供电的水泵房的控制、通信电缆可与架空动力线同杆架设。

电 缆 敷 设 方 式 表

车 间 名 称	底 层			运 转 层	
	3~10 kV 电力电缆	380 V 电力电缆	控制电缆	380 V 电力电缆	控制电缆
汽 机 房	隧道、沟、桥架、吊架、排管	隧道、沟、桥架、吊架、排管	隧道、沟、桥架、吊架、排管	桥架、吊架	桥架、吊架
锅 炉 房	隧道、桥架、吊架、排管	隧道、桥架、吊架、排管	隧道、桥架、吊架、排管	桥架、吊架	桥架、吊架
厂用配电室	隧道、沟	隧道、沟	隧道、沟	夹层	夹层
控 制 室	隧道、沟				夹层
室外高压配电装置	隧道、沟	隧道、沟	隧道、沟		
室内高压配电装置	隧道、沟	隧道、沟	隧道、沟	吊架、桥架	吊架、桥架
输煤系统	桥架、隧道、沟	桥架、隧道、沟	桥架、隧道、沟	桥架、吊架	桥架、吊架
辅助车间	吊架、桥架、沟	吊架、桥架、沟	吊架、桥架、沟	吊架、桥架	吊架、桥架
厂区及厂外	沟、直埋、桥架	沟、直埋、桥架	沟、直埋、桥架		

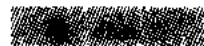
在大型火力发电厂设计中,不论厂房内外都尽量采用架空桥架敷设。

diàn lǎn fáng huǒ

电缆防火 (cable fire protection) 为防止电

缆本身或环境的原因造成电缆着火和防止火灾蔓延的措施。

由于电缆本身绝缘老化或因电缆长期浸水受潮,绝缘被击穿造成短路自燃,是电缆着火的本身原因;由于设备油系统漏油侵入电缆隧道,或电缆上积存煤粉



等则是导致电缆着火的环境原因。电厂电缆必须采取防火措施。

远离火源 电缆通道尽量远离高温蒸汽及油管道；不在可燃气体或可燃液体的管沟中敷设电缆；对有可能喷出易燃物质的喷出口，如制粉系统的防爆门，应避免直接朝向明敷电缆；氦气站、油泵房等有爆炸和着火危险的地段，不架设明敷电缆。

隔离易燃易爆物 附近有引燃危险地段的电缆，可采用防火槽盒、罩盖等防火保护设施；高压油浸电气设备附近的电缆沟盖板应加密封。

设置防火墙 在厂房或车间的分界处，配电装置的母线分段处，不同电压的配电装置交界处，不同机组及主变压器的缆道连接处及长距离缆道每隔 100m 处均设防火墙。缆道与控制室、主厂房、厂区围墙连接处设置带门的防火墙。防火墙上所有电缆孔洞必须严密堵塞。

封堵电缆孔洞 通向控制室电缆夹层的所有墙孔和竖井口，电缆贯穿隔墙和接板的孔洞处，所有屏、台、箱下部的孔洞实施阻火封堵。

防止电缆故障自燃 防止电缆构筑物内积灰和积水；在电缆头集中处用耐火板分隔；在电缆接头盒附近的电缆涂刷防火涂料；限制电缆隧道内温度，必要时可设置机械通风设备；明敷电缆不得采用带麻被层的电缆；300 MW 及以上机组的主厂房和燃煤、燃油系统及其他易燃、易爆环境，采用阻燃电缆；对于重要回路如直流电源、消防、报警、应急照明、保安电源等选用耐火电缆。

在电缆隧道、夹层、竖井及桥架等处装设火灾报警及自动灭火装置。

(1) anlan shigong

电缆施工 (cable installation) 大型发电厂供动力、控制、保护、测量、热工信号等用途的电缆总长达数百乃至千余公里，连接全厂各处的设备和仪表。常用的敷设方式有隧道、沟道、支托架、直埋和排管等。施工内容有支架和保护管的加工与安装、电缆敷设、制作终端头、电气接线和试验工作等。

图纸准备 电缆的规格多、数量大，布置在一个通道内的常多达数十至百余根，要做到敷设正确、排列整齐，需要做细致的准备工作。要根据设计单位提供的电缆平面布线图及电缆清册，仔细核对每根电缆的规格、长度和路径，绘制出主要通道中若干位置的电缆排列断面图，据以指导敷设作业。排列的原则是动力电缆在上，控制、通信等电缆在下；高压在上，低压在下；光缆应该放置在其他电力电缆的上面或悬吊在电缆架下面。横向排列要尽量减少电缆在通道中左右走向的交

叉，还要核对托架和排管是否足够，对照库存各盘电缆的长度与各根需用长度，编制经济合理的用料方案。当采用计算机辅助电缆设计时，有全厂电缆敷设图，更有利于施工准备。

支托架安装及排管 电缆保护管要事先下料、弯制及扩口加工，配合土建施工时预埋。同时做好预留洞及支托架安装用的预埋铁件，在电缆敷设前安装好支架和托架。支架和托架是用钢板或铝板冲、压、弯曲成型的标准件，按照设计采购。

敷设 用支架抬起电缆盘，牵引电缆始端，按设计的线路敷设。对隧道、沟道、支托架和直埋布置的电缆进行敷设时，沿线布置工作人员，各转角处要配有有经验的电工，始端有专人领线。按断面图排列敷设，敷完一根，整理一根，并挂好标志牌。敷设时可用人力或用机械牵引，沿途布设滚筒以减少阻力。用机械牵引时可使用加装拉力超限脱扣保护的卷扬机，在沿途的滚筒中夹置部分电动滚筒作为辅助驱动力，全部机械的起停操作用电气联动，速度要求同步。电动滚筒有上下双轮夹持或双履带夹持电缆进行输送的，也有单轮转动靠电缆自重摩擦力推进等多种形式。

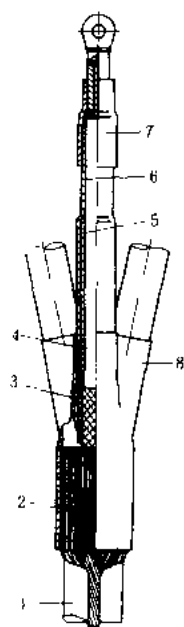
排管内电缆敷设 是在人孔井之间用钢丝绳牵引，人孔井间距一般在 30~100m 之间，用专用钢丝网套套在电缆端部，牵引时网套越拉越紧，可确保电缆外皮受力均匀。数根电缆同穿一管时，网套可套在全部电缆外面，电缆的总截面积应小于管子截面积的 40%，以减少阻力，防止损伤电缆外皮。

敷设时要防止电缆受外力损伤。终端和对接头附近要留有备用长度。为避免电缆绝缘受损，其弯曲半径不能小于制造厂规定，对塑料电缆一般应大于 10 倍电缆直径。敷设时的环境温度如低于规定时，应将电缆均匀加热，否则不允许敷设。对充油电缆、水底电缆及高落差电缆的敷设，应按设计及制造厂的技术要求进行。对光缆的敷设，要求光缆通道的转弯角度不能小于 40°，在敷设过程中不能拖拉光缆，敷设时要安排好敷设人员的密度。

终端头制作 终端头是电缆终端处引出导线，与设备连接的端部结构。制作的基本要求是导体连接良好，绝缘可靠、密封良好并有足够的机械强度。终端头分户内和户外两类，制造厂各有其标准设计并有成套材料供应，可按照电缆种类、规格和电压等级选用，在现场制作。制作终端头前要核对电缆两端线芯的相位，使与设备连接时不交叉。下图为 10 kV 屏蔽型塑料绝缘电缆用的户内型热缩塑料管终端头。施工内容是：切剥外护套，将屏蔽金属线倒翻在外护套外面，编成辫子与接地线连接，按照设计尺寸分别切除芯屏蔽、芯绝缘，在导线端部压接接线端子，套好应力控制套



管、绝缘套管和密封用袖管,然后套入手套。套好后用喷灯或电加热器加热,套管受热后收缩紧紧包住,管内涂有黏胶,受热时流动填满空隙,保证绝缘和密封良好。



10 kV 塑料电缆

□ 内型终端头

- 1—护套; 2—屏蔽
3—芯屏蔽; 4—
绝缘; 5—应力控
制管; 6—绝缘套管;
7—袖管; 8—手套

应力控制套管是半导体材料制成的,其作用是:使在屏蔽层切除处因电场急剧改变而产生的集中电场应力分散,使电场强度沿应力控制管的长度逐步降低。袖管主要是密封用,三相线芯可用三种颜色的袖管。不使用热缩性材料时也可用绝缘带包扎,但要求包扎紧密。制作终端头时要严格保持施工现场的清洁和干燥,空气相对湿度不高于60%,气温一般在5℃以上。从剥切电缆开始到完成必须连续进行。

对接头 两根电缆连接的部件。施工主要工艺和要求与终端头相同。在把电缆剥去绝缘和屏蔽层后,用压接管连接两端导线,芯线均套上应力控制管和绝缘套管,两端的屏蔽层用包扎在线芯绝缘套管外的铜线相连,整个接头外套密封盒密封。

电气试验 施工完成后测量绝缘电阻和作直流耐压试验,同时测量每个芯线的泄漏电流,泄漏电流值及三相不平衡差值不大于标准为合格。对充油电缆还需对油质进行电气性能及含气量试验。

电缆选择

电缆选择 (cable selection) 按照有关电气设备的运行条件和不同需要,对其连接电缆的绝缘等级、导体截面、芯数和外被保护层材料做出的抉择。

火电厂的电缆,一般分为电力电缆和控制电缆两类。对用于输送动力的电缆称为电力电缆,对用于连接控制、信号、测量和保护装置的电缆,称为控制电缆。

电缆的导体材料,可以用铜,也可以用铝。控制电缆选用铜材。对重要回路或运行中承受剧烈振动和需经常随设备移动的电缆以及6 kV以上高压电缆也选用铜芯。电压110 kV及以上的电压电缆为单芯,低于110 kV的电缆一般用三芯(现有最大截面三芯电缆不能满足回路的载流能力时用单芯,1 kV及以下回路根据中性点接地方式选用三芯、四芯或五芯);控制电缆

为多芯,当芯线截面为1.5 mm²时,芯数不超过37芯,弱电控制电缆不超过50芯。

通信电缆均按照通信的技术要求进行选择(见厂内通信系统)。

电缆的绝缘水平,按照所在回路的额定电压确定。高压电力电缆一般采用交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯外套,也有采用油浸纸绝缘铅包外被的;低压电力和控制电缆,一般选用聚氯乙烯绝缘和护套。特殊条件下的电缆,要求采取相应的保护措施。随设备经常移动的电缆需带橡胶外套;位于高温地段的电缆需具有耐热性能;垂直或倾斜安装在高差较大地段的充油电缆应具有承受油压和抗渗漏的性能。

为避免电缆在长期运行中受到损伤,电缆表面需设外被保护层。在支架上敷设的电缆,采用钢带铠装外被;在桥架或套管内敷设的采用无铠装的全塑外被;直埋电缆采用聚氯乙烯护套的内铠装外被;承受外力的电缆采用钢丝铠装外被。

电力电缆导体截面的选择,要根据持续允许电流、短路情况下的热稳定、电压损失校验、经济电流密度等条件下选定。

控制电缆导体截面的选择,根据控制电缆用途和相应的允许电压降进行。

凡有抗干扰要求的弱电信号、控制回路的控制电缆应选用屏蔽电缆。

电力电缆

电力电缆 (power cable) 外包绝缘的导线,有的还包有金属外皮并加以接地,也有不包金属外皮的某些橡塑电缆,主要用在地下或水下的输、配电线路中。按电压等级和绝缘材料的不同,电力电缆可分为油浸纸绝缘电缆、挤包绝缘电缆和压力电缆三大类。

油浸纸绝缘电缆 用纸带绕包在导体上经过真空干燥后,浸渍矿物油作为绝缘层,在其上再挤包金属套的电力电缆。20世纪50年代前,用作电压等级在35 kV及以下的电力电缆线路。油浸纸绝缘的电性能非常稳定,有的油浸纸绝缘电缆运行了70多年,仍在使。即使在60年代后电力电缆绝缘材料不断更新的时期,油浸纸绝缘电缆仍占有广泛的使用领域。半个世纪来,油浸纸绝缘电缆经过不断改进和发展,可分成黏性浸渍纸绝缘电缆和不滴流电缆两种,而按不同的结构,这两种电缆又都可分为带绝缘电缆、屏蔽型电缆和分铅型电缆。

挤包绝缘电缆 由于石油工业的发展,开发了较多电性能良好的聚合材料,用它挤压在导体上作为电缆的绝缘。这种电缆不存在油浸纸绝缘电缆的滴油等缺点,而且制造工艺简单,近年来已有取代油浸纸绝缘

电缆的趋势。按聚合材料的不同,挤包绝缘电缆又可分为聚氯乙烯电缆、聚乙烯电缆、交联聚乙烯电缆和乙丙橡胶电缆。

压力电缆 主要用于 63 kV 及以上电压等级的电缆线路。油浸纸绝缘电缆的纸层间,经过运行,总是存在气隙,这种气隙在电场强度较高时,会出现游离放电,最终导致绝缘层击穿。为了抑制气隙,用带压力的油或气填充或压缩气隙,是压力电缆的结构特点。按填充或压缩气隙的措施不同,压力电缆可分成自容式充油电缆、充气电缆、钢管电缆、钢管压气电缆和压气(SF₆)绝缘电缆。

发展过程及趋势 最原始的电力电缆是用黄麻绕包在铜棒上再用石蜡浸渍后放在铸铁管中,其后不断改进,其主要发展过程为:1914 年 M. 霍赫施泰德(M. HÖchstädter)创造了屏蔽型电缆;1914 年邓希思(Dunsheath)发展了分铅型电缆;1917 年 L. 埃曼努利(L. Emanuel)发明了充油电缆;1931 年贝内特(Bennett)首创了钢管充油电缆;1933 年 C. J. 比弗(C. J. Beaver)试验成功了 132 kV 充气电缆;1944 年英国敷设了第一根 3 kV 聚乙烯电缆。

参考书目

飯塚喜八郎・電気ケーブル技術ハンドブック・東京:株式会社電気書院,1989

dianli xitong wendingqi

电力系统稳定器 (power system stabilizer, PSS) 自动电压调节器中能产生正阻尼转矩以抵消同步发电机转子振荡时励磁控制系统所引起的负阻尼转矩,从而抑制低频谐振的一种附加装置。同步发电机自动电压调节器是按电压偏差进行比例调节的,但励磁控制系统具有惯性,因此发电机输出功率有扰动时,转子相位角发生小的低频振荡,并引起端电压偏差反相位的波动。自动电压调节器提供的附加励磁电流的相位滞后于转子相位角的变化,具有使转子振荡角度加大的趋势,即励磁控制系统产生负阻尼转矩,使发电机总的阻尼转矩变负,助长了低频振荡。快速励磁系统的这种负阻尼效应更大,因此近年来在自动电压调节器中多附加电力系统稳定器。它由敏感单元、相位补偿、信号复归、放大限幅等环节组成,其输入信号可以选用转子角加速度或角速度、频率、机端功率等;其输出信号送到自动电压调节器的综合放大单元,使电压调节器提供超前的附加励磁电流,产生正阻尼转矩,从而抑制低频振荡,改善电力系统运行的稳定性。

为了使 PSS 引起的附加转矩能与引入的补偿信号基本同相位,就必须采用超前回路,使补偿信号的相位移前,一般需要移前 60°~100°。

PSS 与快速响应的励磁系统一起使用,还能抑制系统事故时第一周期振荡,并使以后的振荡很快衰减,这样就能保证快速励磁系统对提高电力系统暂态稳定性起作用。经验指出,多台发电机的 PSS 会互相影响,要想得到理想的效应是相当复杂的,配合不当反而产生负阻尼。还有经验指出,PSS 有可能引起轴系的扭转振荡,需加一逻辑元件,当 PSS 助长次同步谐振时将 PSS 退出。也有在 PSS 中加设针对扭振频率的滤波器。

dianli yongyou

电力用油 (oil used in electric power industry) 发电机组及供电设备为电绝缘、润滑及液压控制等目的而使用的矿物油制品的总称。广义也包括用于上述目的的润滑脂、人工合成油和绝缘气体(如六氟化硫)等。绝缘油类主要有变压器油、断路器油、电容器油及电缆油等,其主要功能是保证电气设备可靠绝缘和对流散热,其中断路器油和六氟化硫还具有消弧的功能。润滑油类主要有汽轮机油、机械油、齿轮油、柴油机油、压缩机油及气缸油等,其主要功能是润滑、冷却及密封各种机械的摩擦部分。用于汽轮机、燃气轮机、水轮机等原动机的汽轮机油,还在调节控制系统内兼有液压传动作用。用于代替绝缘油和汽轮机油的合成抗燃油(液)还具有在高温下难燃的性能。润滑脂用于滚动轴承和低速滑动轴承,同时起润滑和封闭作用,也用于金属表面涂敷防锈。

油品分类 绝缘油类的性能牌号一般按凝点温度区分,电缆油则按工作电压区分。如变压器油分为 10、25、45 三种规格,其凝点分别为 -10、-25、-45℃ 以下。润滑油类的性能牌号多按规定温度下的运动黏度区分,如汽轮机油一般分为 32、46、68 及 100 四种规格,其运动黏度(温度 40℃ 时)分别为 29~35、41~51、61~75、90~110mm²/s。

油品的炼制 各类绝缘油和润滑油主要是用天然石油或人造石油炼制的。原油经常压分馏,剩余的重油再经减压分馏,即可制取各线润滑油馏分,再将各润滑油馏分依需要采用不同精制工艺(脱蜡、硫酸精制、溶剂精制、加氢精制、白土补充精制等)降低或除去馏分中所含非理想组分(如含氧、硫、氮的化合物、部分重芳烃、胶质物、沥青残渣和熔点较高的烃类),以提高所得基础油的性能。各类润滑油和绝缘油是用某些基础油按不同比例调和而得的商品油。它们还可根据需要加入抗氧化剂、防锈剂等类添加剂,并需按新油标准检验合格。同牌号的商品油,由于原料油组分不同,其性能也有所差异。

化学组成 油品的基本元素组成与原油大致相

同,主要是碳和氢,两者的含量占99%以上,还含有微量的氧、硫、氮和微量的金属和非金属元素。这些元素在油品中相互结合组成结构复杂的烃类和非烃类化合物。

烃类化合物主要是饱和烃(烷烃和环烷烃),一般占60%~80%或以上,其余为各种芳烃。烷烃为含碳原子数中等($C_5 \sim C_{17}$)的正构烷烃。环烷烃大多为环戊烷和环己烷及其同系物,也有少量双环和多环环烷烃同系物。芳烃则主要是苯及少量萘、蒽、菲和它们的同系物;一般单环(轻芳烃)、双环(中芳烃)及多环(重芳烃)都有存在。此外高沸点馏分组成的油品中还常存在混合烃(烷基、环烷基、芳香基组成的混合结构)及石蜡(主要是 C_{16} 以上的正烷烃)。一般润滑油馏分的平均相对分子质量约为240~500。不同烃类化合物的含量对油品的物理性能是有影响的。电力用油的理想组分应是以各方面性能相对较好的环烷烃和烷烃为主,而含有少量的芳烃会对抗氧化性能有重要作用。高分子正构烷烃、多环短侧链环烷烃及多环芳烃则系非理想组分。

油品所含微量非烃化合物主要是氧、硫、氮元素的有机化合物。含氧化合物多以环烷酸形态存在,也可能有微量脂肪酸和酚(统称为石油酸)。含硫化合物以硫醇、硫醚、噻吩等形态存在,也可能有微量单质硫及硫化氢。含氮化合物有吡啶、喹啉和吲哚等。这些在石油加工精制过程中残余下来的物质大多具有腐蚀性,或容易聚合成胶质,在高温下还可以变成沥青质,是油品中的有害杂质。

使用维护 应根据用油设备结构设计和运行参数等技术条件选用油种及油品牌号。如汽轮机油,其黏度规格应按机组转速、轴承荷载、润滑方式等技术参数而定,选用不当时可能引起机组振动或轴承磨损等问题;又如断路器油,应按设备的环境温度选择油的牌号,在严寒地区,应选用凝点较低的油品,以保证油在低温下的良好流动特性。油在使用中会受到氧、温度、电场、光线等的作用而逐渐发生老化变质。老化产物对运行设备会有不利影响。为防止老化,延长油的使用寿命,应注意采取正确的监督维护措施,如油质检测、油系统清洗、补油、混油与油净化再生等(见油质监督、油老化)。

diàn liú hù gǎn qì

电流互感器 (current transformer, CT)

将一次侧交流电流按额定电流比转换成可供测量、保护或控制等仪器、仪表或继电保护装置使用的二次侧电流的变流设备。电流互感器的一次绕组通常与需测量、保护或控制的电路串联,二次绕组则与测量、保护

或控制装置的电流线圈连接,使一、二次侧高、低压电路互相隔离。正常使用时,电流互感器的一、二次额定电流之比与一、二次绕组匝数成反比。其电流间的相位差接近于零。

类型 按一次绕组结构不同,可分为穿墙式、母线式、电缆式、套管式和其他如支柱式、棒式等多种类型互感器。如按铁芯数分:只有一个铁芯、一个二次和一次绕组的为单铁芯式电流互感器,单供测量或保护用;有一个公共的一次绕组和多个铁芯,每个铁芯有一个二次绕组的称为多铁芯式电流互感器,每个二次绕组均按不同功能要求配置。按绝缘不同可分为纯瓷的(如母线式、穿墙式电流互感器等)、树脂浇注的和油浸(油纸绝缘)式以及六氟化硫气体绝缘式的电流互感器等。

穿墙式电流互感器 主绝缘为穿墙瓷套,一次绕组为贯穿于瓷套中的一根棒形导体,并同瓷套一起贯穿于铁芯之中的电流互感器。铁芯上绕有两个二次绕组,分别用于测量和保护。一次绕组有单匝和多匝两种,按负荷大小选用。穿墙式电流互感器已广泛用于10 kV及以下的屋内型配电装置。其优点是绝缘性能可靠,使用方便。

母线式电流互感器 主绝缘为瓷套,一次绕组为贯穿于瓷套中的母线,瓷套贯穿在铁芯之中的电流互感器。铁芯上绕有供测量和保护用的两个二次绕组。瓷套用水泥浇装在铁制端盖,其两端有瓷套帽和夹板,供夹紧母线用。母线式电流互感器广泛应用于10 kV及以下的屋内配电装置。

电缆式电流互感器 本体为一环状铁芯,铁芯上绕有二次绕组,铁芯直接套在电力电缆外皮上的电流互感器。当中性点不接地系统发生接地故障时,电缆的金属外皮有接地电流通过,在电缆式电流互感器的二次绕组中产生电流而使接地保护动作。

套管式电流互感器 装在断路器或电力变压器等引出线套管的密封座内的电流互感器。套管的导电芯棒即是一次绕组。环状铁芯用带状硅钢片卷制而成,二次绕组用绝缘线绕在铁芯上,外包斜纹布,整个互感器用绝缘漆浸渍。其二次绕组通常备有不同变比的抽头,供测量和保护装置选用。

树脂浇注式电流互感器 用环氧树脂将一次绕组和二次绕组浇注成一个整体的电流互感器。树脂浇注式电流互感器用于10 kV及以下的屋内配电装置居多,也可用于较高的电压等级,其优点是体积小、重量轻,电压较高时需注意耐局部放电性能。

油浸式电流互感器 有链型(“8”字形)和电容型结构,电容型结构的主绝缘由若干串联电容屏(铝箔或半导体纸)和绝缘纸组成。其中主绝缘覆盖在U形或R形的一次绕组导体上,二次绕组置于下部油箱的

称为箱式,一次绕组为棒形,主绝缘覆盖在二次绕组上,并且二次绕组置于瓷套上部的称为倒置式。链型结构系将一次绕组和绕有二次绕组的环状铁芯交叉形成“8”字形,一、二次绕组分开绝缘,并与铁芯一起浸入有绝缘油的瓷箱内。油浸式互感器通常装有隔膜或金属膨胀器,使油与空气隔离,防止绝缘受潮和氧化。一次绕组通常分为两组,引出线端处有变换电流比用的串、并联换接片。二次绕组有3~6组,供测量和保护装置选用。

工作原理 电流互感器是按电磁感应原理工作的,它与电力变压器的主要区别是正常工作条件下二次回路阻抗很小,近乎短路状态。其一次电流取决于线路负荷,与互感器二次负荷无关。电流互感器受励磁电流的影响产生电流误差(ΔI)和相位差(δ)。

$$\Delta I(\%) = \frac{K_n I_2 - I_1}{I_1} \times 100\%, \text{ 式中 } K_n \text{ 为额定电流变}$$

比, I_1 和 I_2 为一次和二次电流实测值。相位差 δ 是实际的一次电流相量与转过 180° 的二次电流相量间的夹角。实际上,电流误差主要决定于励磁电流所产生的铁损(有功分量),相位差则决定于励磁电流的磁化分量(无功分量)。对保护用电流互感器,要按额定准确限值一次电流(即满足复合误差 e_c 要求的最大一次电流)设计,其铁芯中的磁通密度要比测量用电流互感器的高得多。复合误差包括由励磁电流和二次电流中高次谐波分量影响所产生的误差, $e_c(\%) = \frac{100}{I_1}$

$$\times \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n i_2 - i_1)^2 dt}, \text{ 式中 } I_1 \text{ 为一次电流有效值; } i_1, i_2 \text{ 为一次、二次电流瞬时值; } T \text{ 为工频周期。}$$

参数及特性 电流互感器的参数及特性主要有额定值、准确级、保护用电流互感器的10%倍数等。

额定值 额定一次电流和额定二次电流值是电流互感器的基准值。一次电流可在5~2500A或更高范围内选择;二次电流通常为5A或1A。额定容量可为5~100V·A间的不同值。电流互感器允许长期运行的最高电压为系统最高电压。

准确级 测量用电流互感器与保护用电流互感器有不同的电流误差及相位差的准确级要求。测量用电流互感器有0.1、0.2、0.5、1级等,保护用电流互感器有5P、10P级,供瞬态特性保护用的电流互感器有TPS、TPX、TPY、TPZ级。TPS级为低漏磁电流互感器,其性能由二次励磁特性和匝比误差限值规定,无剩磁限值,铁芯不设气隙,TPX级为无气隙环形铁芯,在磁化特性规定的限值范围内,二次侧能准确成比例地反映一次故障电流中的交流分量和直流分量,无剩磁限值;TPY级特性与TPX级相似,铁芯带小气隙,

静态剩磁不超过饱和值的10%,适用于超高压电力系统的继电保护;TPZ级的二次侧只限制交流分量误差,无直流分量误差限值要求,铁芯磁化特性线性度好,因此铁芯带有较大的气隙,剩磁可忽略不计。

保护用电流互感器的10%倍数 当一次电流成倍增加而电流误差达到-10%时的一次电流增加倍数。这个倍数越大,电流互感器的过电流性能越好。

运行使用要求 主要有:①按测量和保护的不同用途,选用不同类型与性能要求的电流互感器。②电流互感器正常工作时接近短路状态,其二次回路不得开路,避免产生过电压而造成事故。电流互感器的二次侧必须有一点接地,且接线极性要正确。③对装设有高速动作继电保护的电力系统,要选择瞬态特性满足要求的电流互感器。

现状与发展 自超高压电力系统高速继电保护发展后,对电流互感器提出了暂态特性的要求。目前世界上已能生产适用于750~1150kV电力系统的电流互感器,以硅橡胶伞裙代替瓷套的六氟化硫气体绝缘的电流互感器,近年来电力系统中已可预防瓷套炸裂的危险。电流互感器与电压互感器组装在同一外壳内的组合式互感器和光电式电流互感器也在发展中。

secondary circuit.

电气二次回路 (electrical secondary circuit)

火力发电厂中对电气一次回路设备进行控制、监视、测量、保护和自动调节等装置之间的电气连接回路。二次回路由仪用互感器、测量监视仪表、继电保护和自动装置以及控制电器等组成,并用控制电缆连接成回路。它对火力发电厂的透平发电机、厂用电、升压站和输电线等的安全、可靠、经济运行起着重要作用,是火力发电厂自动化的重要组成部分。

组成 一次回路按以下作用划分的几种或全部装置组成:①控制、信号回路:实现对电气设备的起停、正常运行及事故停机的操作,同时显示设备正常运行、故障或事故的灯光或音响信号(见控制回路、信号回路);②继电保护和安全自动装置回路:当系统或设备发生异常或事故时,有选择性地可靠、快速切除故障或实现自动监视和切换,同时发出信号;③测量表计回路:能准确、直观地监视系统和设备的运行状况。测量回路可采用强电或弱电,测量方法有常测和选测两种。根据设备的重要性,可设置必要的参数和电能的记录、打印;④同步回路:电网中的发电机、变压器、输电线或母线设备由非同步状态通过同步装置投入运行系统;⑤电力系统装置涉及电厂部分的回路:包括远动装置对火电厂的电气设备实行遥控、遥信、遥测和遥调的设计配合和传递信息;⑥操作电源系统:为二次回路装

置提供操作电源,如蓄电池直流系统、复式整流或电容补偿直流系统,对电厂不允许停止交流电源的设备提供交流不停电电源系统(uninterruptible power system, UPS)等。

二次回路接线图 用以表达二次回路各设备之间的电气连接回路。它不仅说明原理,而且要满足安装和调试的要求。通常可分为原理图、展开图和安装接线图。

原理图是表示二次回路构成原理的最基本图纸。它将二次回路设备用整体的图形表示,和一次回路设备画在一起,以便表达出一个直观明了的总概念,也可用逻辑框图方式表示回路构成的设计原理,通常称为逻辑原理图。

展开图是把二次回路设备展开表示,即把线圈和触点按交流电流回路、交流电压回路和直流回路为单位分开表示。回路的排列是按动作次序进行排列的,因此,回路次序明显,阅读和查对较原理图清楚,生产运行管理和调试检验都较方便。

安装接线图通常包括屏、柜设备的布置图和背面接线图。设备布置图要表示设备的相对位置,注明设备的名称代号和相互距离尺寸。背面接线图则为安装配线的依据,回路和元件编号必须和展开图完全一致。对应于屏、柜上的设备位置,标出设备的端子,每个端子都有具体编号,说是端子上的接线去向。此外,为便于屏、柜外的接线,还在屏、柜背面或内部设有端子排。端子排的一侧标明与屏、柜内设备的联线编号;一侧画出各安装单位的控制电缆去向。背面接线图通常由制造厂完成。设计单位为电缆敷设设计的需要进行端子排的排列,谓之端子排图。

当一个安装单位的二次回路设备分散布置在不同地方时,按电气设备之间的关系,将各设备的内部接线、端子及它们之间的导线或电缆的连接,集中在一张图上表示,称为安装接线图或控制接线图(control wiring diagram, CWD)。

二次回路接线的图形符号、回路标号和端子排的排列顺序等,都有国家标准或设计技术规范作严格的规定,设计和制造都必须遵守执行。

发展趋势 随着火电厂机组容量增大和超高压系统的发展,对系统和电厂的自动化水平和对继电保护及安全自动装置的可靠性和动作速度都有更高要求。大型火电厂逐步采用计算机或微处理机构成的监控和保护装置,现场总线和智能终端装置及大屏幕显示等也都得到极为广泛的应用,使电厂的管理操作水平大为提高,安全、可靠、经济运行更有保证。

同时,系统的远动装置使电厂及输变电设备实现遥控、遥信、遥测和遥调及 AGC 等等,加强了电力系

统的正常运行和集中调度管理,对保证整个系统的经济运行、及时准确分析与处理事故、保证发供电的可靠性都将起到重大的作用。

参考书目

西北电力设计院编,电力工程电气设计手册,第二册电气二次部分,北京:水利电力出版社,1990

diangliang jiance

电气量检测 (electric parameter measurement) 测量电流、电压、电阻、电功率、相位、电能等电气量。电气量检测方法有两大类,一是利用电磁作用原理制成的直读式电气量指示仪表,另一是将被测电气量与作为标准器的同类电气量进行比较,从而确定该被测量大小。直读式仪表中除传统方式以模拟量显示外,后又发展了数字显示的数字式仪表。测量电气量的仪器统称为电工仪表。

电气量指示仪表 通常由测量机构和测量线路两部分组成。测量线路和作用是将被测测量 X (如电压、电流、功率等)变换成为测量机构可以直接测量的电磁量,如电压表的附加电阻、电流表的分流器电路等都是测量线路。测量机构是指示仪表的核心部分,仪表指针的偏转就是靠它来实现的。电气量指示仪表具有制造简单,成本低,稳定性和可靠性高,使用维修方便等一系列优点,因而使用极为广泛。电气量指示仪表品种规格繁多,可有不同分类方法。

(1) 按仪表的工作原理分,有磁电系、电磁系、电动系、铁磁电动系、感应系、整流系和静电系等仪表。

(2) 按测量对象的名称(或单位)分,有电流表(安培表、毫安表、微安表)、电压表(伏特表、毫伏表、微伏表)、功率表(瓦特表)、相位表(功率因数表)、电能表(瓦时表)、频率表和具有多种测量用途的万用表等。

(3) 按使用方式分,有开关板式与可携式仪表。开关板式仪表(简称“板式表”),通常固定安装在开关板或某一设备上,它的误差较大,但价格较低。可携式(实验室用)仪表便于移动,这种仪表准确度较高,但价格较贵。

(4) 按仪表工作电流的种类分,有直流仪表、交流仪表和交直流两用仪表。

(5) 按仪表的精确度分,可分为 0.1、0.2、0.5、1.0、1.5、2.5、5 七个等级。

较量仪器 常用的较量仪器由直流电桥、交流电桥、直流电位差计与精密比例装置组成。在电气量测量过程中利用较量仪器将被测电气量与标准器(如标准电阻、标准电池等)进行比较,以确定被测量数值。由于标准度量器直接参与测量,通常较量仪器比电气量

指示仪表有更高的精确度。但是前者对测量仪器和试验条件的要求较高,操作也比较麻烦,所以只在高精确度测量时采用。

数字式仪表 综合了电子技术和计算机技术的最新成果而发展起来的各种类型的数字仪表,是一种以逻辑控制实现自动检测,通过数/模转换,并以数码形式直接显示测量结果的仪表。由于它们具有测量速度快、精确度高、数字显示、重复性好、抗干扰能力强、适用于多种参数测量和集中控制等一系列优点,使得该类仪表得到广泛应用。

随着生产的发展以及科技的进步,电气检测技术的被测对象也扩展到相当大的范围,如可以测出电流小到 10^{-12} A,大到数十万安;电压从 10^{-6} V到上千万伏;电阻从百分之几微欧到 $10^{14}\Omega$;频率从 10^{-6} Hz到 10^{11} Hz等等。随着时间的推移,被测对象可检测的范围还会进一步扩大。

参考书目

华中工学院电机系,常用电工仪表与测量,北京:机械工业出版社,1979

dingqi sheshi jianzhu kangzhen

电气设施建筑抗震 (anti-seismic design of electrical installation building) 根据建厂地区

的地震烈度、地质条件、建筑结构的重要性,对主控制楼、配电装置、电气构架和设备支架应采取的抗御地震的技术措施。中国规定电气设施建筑的抗震设防烈度达6度时应进行抗震设计,按国家制定的抗震设计规范的要求,结合电气设施的特点,在经济适用的原则下,确定最有效的抗震措施。设防后的预期效果是,在遭遇到设防烈度的地震情况下,仅遭受较小程度的损坏,经过一般修理甚至不需修理仍可继续使用。

主控制楼、配电装置应从选型、布置和构造等方面采取加强结构整体性等措施进行抗震设计。根据抗震设防烈度的大小和场地类别的不同,分别采用砖混结构或钢筋混凝土结构。对主要建筑,还需按规范规定提高一度采取抗震措施。主控制楼、配电装置与相邻建筑物之间应设防震缝分隔,缝宽宜为50~100mm。当采用砖混结构时,对空旷层应采用加强型构造柱,并按计算确定配筋。当基础设置在软弱黏性土、严重不均匀土层上时,尚应设置基础圈梁。

电气构架和设备支架宜选用钢筋混凝土环形杆柱结构、钢管和钢管混凝土结构或钢结构。电气构架和设备支架进行抗震计算的效应组合时,应计入风荷载作用效应,对高型或半高型布置的构架,尚应考虑通道活荷载。位于抗震设防区变压器基础的台面宽度宜适当

加宽,以使地震时变压器不致滑移到基础台面以外。

Dianqi xitong

电气系统 (electrical system) 火力发电厂内电气设施的总称。包括从发电机开始到升压站电力送出和从厂用电源开始到所有的用电设备的一次回路,以及相应的控制、测量、保护和安全自动装置等二次回路,提供交直流操作和重要用电设备电源的直流、交流不停电电源和柴油机保安电源系统,保证设备安全的过电压、接地和火灾消防报警系统,照明、电缆、通信等厂内公用设施。

在不同的设计阶段,电气系统的设计内容和深度有所不同。在初步可行性研究阶段,主要是配合电力系统研究出线条件、总体布置设想。在可行性研究阶段,主要是电气主接线、各电压出线回路数和方向、主要设备选择和布置及电气专业有关主要经济指标的分析等。在初步设计阶段,主要内容是电气主接线、短路电流计算和设备选择、厂用电接线和布置、直流电源系统、二次接线及继电保护自动装置、电气设备布置及电缆设施、过电压保护和接地、照明和检修回路、远动和通信、辅助车间电气设备及布置等。施工图阶段则深化全部电气系统的设计,提出满足施工和运行需要的图纸。

Dianqi yunxing jishu

电气运行技术 (operational techniques for electrical part in power plant) 火电厂电气设备

在各种运行状态以及在各种运行方式的变换过程中所蕴涵的专业技术和必须遵循的专业技术法则。包括透平发电机、主变压器、厂用电动机、电气系统和厂用电系统设备、继电保护和电气自动装置的运行操作、监测、检查、异常、故障处理等内容,以及电气倒闸操作和一些特殊的运行方式与操作(如旁路母线运行、零起升压、接地方式)等。

电气倒闸操作 电气设备在改变其运行状态和运行方式时需要进行的一系列操作。新的设备需要投运,已经投运的设备需要消除缺陷、定期或故障检修、调整试验、改变运行方式等。此时都需要进行必要的操作,例如电力线路的停送电,电力变压器或其他电气设备的停送电、发电机的启动、并列和解列,系统之间的解列和并列,网络的合环与解环,母线接线方式的改变(如倒母线),中性点接地方式的改变和消弧线圈补偿度的调整,继电保护和自动装置使用状态的改变,接地线的挂接和拆除(接地闸刀的合上或拉开)等等。

倒闸操作的基本原则是:①不造成用户的无故停

电;②不发生带负荷拉刀闸;③不发生带电挂接地线(合接地刀闸);④不发生非同期合闸;⑤不发生误操作(误走仓位、误送线路、误拉合断路器或刀闸、误调整定值等等)。

倒闸操作是一项严肃任务,稍有不慎便会造用户停电、设备严重损坏、人身伤亡,甚至全厂停电、电力系统崩溃、大面积停电的严重后果,因此必须制定严格的操作制度、严密的安全措施和组织措施。按照一定的调度指挥系统、一定的操作顺序、一定的操作规则进行。

旁路母线运行 火电厂的升压站有采用双母线带旁路母线或双母线分段带旁路母线的接线方式。由于发电机、主变压器、高压厂用变压器、启动备用变压器可安排与机组同步检修,所以,发电机-变压器组的高压侧断路器不必介入旁路母线以简化旁路母线的接线方式(见电气主接线)。220 kV 双母线带旁路母线在发电厂中已有较丰富的运行管理经验,随着国产 SF₆ 断路器及系统双重化保护的质量不断完善和提高,总的趋势将逐步取消旁路设施。由于旁路断路器需替代线路断路器运行,所以旁路断路器必须包含被代线路断路器所配置的控制、仪表、保护、自动装置的类型和整定范围。正常时,旁路母线应通过断路器(或刀闸)处于充电状态以证明其完好。有时,也可用母联断路器充当旁路断路器,但此时只能采用单母线运行的方式,从安全上说较为薄弱。在替代线路断路器前,由运行人员将旁路断路器改热备用并切断操作电源,然后,由运行或(及)检修人员将旁路断路器的控制逻辑、仪表、保护、自动装置均按被代断路器的要求(包括 PT、CT 的二次方式)进行调整和整定。执行旁路或退出旁路运行的操作有停电或不停电进行两种方式,停电操作比较简单,而不停电转换过程中,必将出现线路断路器和旁路断路器并联的状态,在合上或拉开线路旁路刀闸的短时间内,必须注意切断该两个断路器的操作电源(称为非自动)以防止带负荷拉刀闸而造成事故。

零起升压 所谓零起升压是指利用发电机作为电源,在需要的时候对自身或随同主变压器、高压厂用变-厂用母线、主变高压侧母线及高压输电线路进行从零电压开始到额定值的加压试验手段,以求鉴别加压电气回路的绝缘状况和及早发现故障。一般发生在以下场合:①设备经检修后投运前;②新建设备(或新线路)投运前;③设备或线路故障或异常,在处理恢复运行前;④每次发电机启动并网前。在实施零起升压时要注意或满足以下各条:①被加压设备的冷却系统投入正常,一次回路处于电气热备用状态;②被加压设备的监测仪表和继电保护装置必须投入;③发

电机自动电压调整器、强励、复励暂时停用;④主变压器高压侧中性点接地刀闸必须合上;⑤如若向输电线路进行零起升压,事先必须充分考虑线路电容自励对发电机电压上升的影响,必要时进行电气计算;⑥在升压前完成加压回路的连通操作(刀闸、断路器合上);⑦升压可视需要分阶段进行(例如 30%、50%、100% U_N),每个阶段停顿数分钟,供分析或视需要进行现场检查和逐点数据抄录;⑧此为特殊操作,除一般并网操作外,应有书面措施以供运行及(或)检修人员执行。

在进行零起升压的过程中,要严密进行表计分析,如发觉有异常时,应降低电压直至“0”,同时予以分析。一般的判别是:①励磁电压与励磁电流上升的对应关系应符合发电机投产前第一次所做空载试验时的曲线值,若励磁电流符合而励磁电压偏低,则可能励磁回路存在问题。②升压时定子电流和负序电流应为“0”(带较大容量主变压器升压时,定子反映充电电流值),定子电压随励磁电流的上升而平稳升高(三相对地电压和各相间电压均显平衡);如电压升不上,而定子电流三相平衡升高,则说明有三相对称短路现象;但若三相电流不平衡,有负序电流指示,则说明有不对称短路现象存在;如定子无电流,而某相对地电压为“0”,其他两相对地电压升至线电压,各相间电压仍显平衡,说明存在单相接地现象;有时电压都有指示,但数值有所差异,其值可大可小,则要分析压变高压侧熔断器是否熔断。为查明故障区域、地点,可分段再行零起升压判断。务必消除后,方可投入运行。

接地方式 火电厂内各电压系统的接地方式因电压等级和发电机容量的不同而异。从运行角度讲有以下特点:①主变压器高压侧中性点的接地方式,在电网规划设计中已经确定,取决于该电压系统的接地方式。在中性点直接接地系统内,变压器中性点接地的数量是综合考虑变压器中性点的绝缘等级、电网的绝缘水平、降低单相接地短路电流、继电保护动作的可靠性等因素由调度所确定的。在目前电网结构的情况下,500 kV 电网为中性点直接接地系统,网内各台变压器高压侧均为恒定接地以降低变压器的造价(不装设接地刀闸),对火电厂来说,运行简单。但是,必须关注电网容量不断扩大达一定程度后,其单相接地短路电流是否超过断路器的遮断电流,否则就要考虑变压器中性点经小电抗接地或更新断路器来解决;220 kV 电网和 110 kV 电网也为中性点直接接地系统,但网内变压器中性点可有经接地刀闸直接接地和经“间隙”接地两种方式,具体使用何种方式由电网调度所根据当时的电网运行方式确定,必须永远(不能中断)保持在每段 220 (110) kV 母线上均应有变压器中性点直接接地,

以满足输电线路、母线联络开关和主变压器零序保护灵敏度的要求,在此前提下,其他变压器中性点可采用经“间隙”接地的方式,以便在事故情况下转为无中性点接地系统时,依靠变压器高压侧零序电压或零序电流保护动作跳闸;6~35 kV 侧一般采用中性点不接地方式,以提高供电连续性,但当接地故障电流大于允许值时,采用变压器中性点经消弧线圈接地,由调度所确定其分接头使该系统处在合适的补偿度下运行,当消弧线圈从一台变压器的中性点切换到另一台变压器的中性点运行时,应先将消弧线圈退出,然后切换到另一台变压器中性点上,不要采用两台变压器的中性点连通切换方法,以防止可能发生的虚幻接地现象。②发电机中性点的接地方式应根据不同容量的发电机所允许的接地电流值来确定。125 MW 及以下容量的发电机中性点一般可不接地;对容量更大的发电机,其接地电容电流较大,主要考虑当接地电流过“0”值时,接地点弧隙两端所加电压正处于最大值,接地电弧不易熄灭,电容电流愈大,愈能发生间歇性弧光接地或电弧持续接地,间歇性弧光接地将引起危险的过电压,发电机电压愈高则过电压值愈高,一般可达 3~5 倍的相电压,弧光使定子铁芯烧损、绕组绝缘损坏,从而可能发展为多点接地、相间短路,扩大故障,使设备严重损坏,因此,为减小接地电容电流,有的发电机中性点经消弧线圈接地;为了降低过电压,也有经高电阻接地。采用高电阻接地的条件是流过接地点的电阻性电流应不小于电容性电流以限制过电压。一般 200 MW 发电机的单相接地电容电流允许值为 2.5 A,如果发电机电压系统内单相接地故障电流小于 2.5 A 时,其中性点可不接地;如超过 2.5 A,则应经消弧线圈或高电阻接地。300 MW 及以上容量的发电机,其电容电流较大,机端电压更高,其中性点应采用经消弧线圈或高电阻接地。中国大容量机组大多采用水内冷,因此单相接地的故障扩大后果更大,应以保护设备为主,装设跳闸保护。③厂用电系统的接地方式:对于 6 kV 及以上电压的厂用电,由于其负载分布在电厂各处,且都是电缆联接,故电容电流较大。中国中小型电厂,由于厂用电系统电容电流一般小于 10 A,采用的多为不接地方式;随着大容量机组电厂的出现,接地电容电流都超过 10 A,因此就有了经中电阻或高电阻接地的方式,以求降低单相接地时发生的过电压。根据继电保护的规定,当接地电流超过 10 A 时,应作用于跳闸,为保证保护动作的灵敏度和可靠性,采用中电阻接地较好。但应考虑到不应使电阻性电流过大而造成故障点的损坏加大,国外经验认为其值限制在 400~1500 A 之内为好。对运行来说,当厂用电系统内发生单相接地时,一般可采取将大系统逐步分割,即缩小范围查找故障,然后以试停

负载的办法判明故障点;对于 400V 厂用电系统,中国一般采用在降压变压器低压侧中性点经高电阻接地的方式,比直接接地的方式可大大提高供电的可靠性。照明及检修电源系统因其特殊性,仍为中性点直接接地系统。(见电气主接线)

dianqi zhengliao qidong shiyan

电气整套起动试验 (electric system start-up testing) 在机组首次起动运转状态下,对发电机及主变压器等主要电气设备及其回路进行调试,以确认电气设备可安全投入运行的工作。试验内容主要有励磁系统试验、发电机短路及开路状态下的试验,定同步试验及主变压器零起升压及冲击合闸试验等。

励磁系统试验 主要有直流励磁机系统试验、交流励磁机系统试验及自并励磁系统试验。

直流励磁机系统试验 在转速为 400~1000 r/min 时用励磁机剩磁检查电枢与励磁绕组的极性,并检查其自励性能;在额定转速下录取励磁机空载特性,此时自动灭磁开关应在断开位置。当进行发电机短路和空载特性试验时,同时录取以发电机转子绕组为负载的励磁机负载特性。

交流励磁机系统试验 低转速下检查主、副励磁机三相电压平衡,相序正确。额定转速下录取主、副励磁机空载特性及以发电机转子绕组为负载的主励磁机负载特性。由于去磁作用,交流励磁机的负载特性较空载特性低得很多。副励磁机为永磁机时,在各种转速下测量永磁机电压。

自并励磁系统试验 发电机特性试验时,励磁变压器一次侧应临时改接至厂用电源,并检查励磁变压器电压三相平衡,相序正确。试验结束后,将励磁变压器一次侧恢复至正常接线,再试验起励电源回路,使发电机建压。

发电机短路状态下的试验 在发电机出线处临时加装三相短路线以检查电流回路及录取发电机三相短路特性。如在上变压器高压侧短路时,可利用出口隔离开关的接地刀闸;若是六氟化硫封闭式组合电器时,可利用它的母线接地刀闸代替短路线。试验时应采取防止发电机组出口断路器突然跳闸而使发电机过电压的措施。初加励磁时应观察直流励磁机整流子是否出现环火,环火原因是电枢和补极极性接反,应立即停机处理。因发电机短路试验与转速无关,故试验可在额定转速的 0.4~0.5 倍时进行,以节省起动试验时间,此时对直流励磁机系统还需将励磁机临时改接为他励。

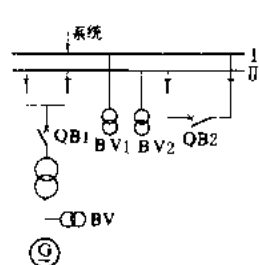
发电机开路状态下的试验 检查电压回路,作发电机空载特性试验,发电机空载灭磁时间常数测定。

电压回路检查 首先在低转速时测量发电机残压及检查发电机相序正确。发电机升压至额定值的一半时,检查三相电压应平衡,相序应正确。发电机定子电压与对应的励磁电流值与出厂数据应相符。

发电机空载特性试验 在额定转速时调节发电机励磁,录取发电机定子电压与励磁电流的关系特性,作电压上升及下降两条曲线。电压最高加至额定电压的1.3倍;但对发电机变压器的整组空载特性,电压加至额定电压的1.05倍。当电机有匝间绝缘时,应进行匝间耐压试验。

发电机空载灭磁时间常数测定 最好用光线示波器法,除测定空载灭磁时间常数外,尚可根据发电机转子绕组电压波形分析灭磁时的过电压倍数及灭磁开关的工作情况。

定相同步试验 确认发电机电压相序与系统电压相序一致,并检查同步回路接线正确(见图)。试验时



同步定相一次系统图

说明系统电压与发电机电压相序一致。

发电机准备与系统并网时,调节发电机电压使与系统电压接近相等。发电机与系统频差小于0.1~0.25Hz时,观察同步表指针转动应均匀,当指针越前同步点的时间为断路器的合闸时间时,合QB1断路器。若用自动准同步装置并网,需先检查装置的越前时间是否等于断路器的合闸时间,此时需用线将断路器上接点引出送至示波器,也可用断路器的备用辅助常开触点代替,但需先测定辅助触点与上触点的闭合时间差。

主变压器零起升压及冲击合闸试验 逐渐增加发电机励磁,使主变压器从零开始升压,同时到变压器前倾听是否有放电声及其他异常现象。零起升压正常后,用系统电源对主变压器从高压侧进行5次冲击合闸试验,试验时主变压器中性点必须接地。当发电机变压器组中间连接无操作断开点时,可不进行主变压器冲击合闸试验。

电气主接线

(main electrical connection scheme) 火力发电厂中主要电气设备和母线的

连接方式,是火电厂电气设计的首要部分,也是构成电力系统接线的重要环节。它把发电机、变压器、电抗器、断路器、隔离开关等电气设备通过母线、导线、电缆等有机地连接起来,并配置避雷器、电压互感器和电流互感器等,构成火电厂汇集和分配电能的一个完整系统。

电气主接线的设计原则 电气主接线应根据该火电厂在系统中的地位和作用、规划容量、本期建设规模、输送电压等级、进出线回路数、负荷的重要性、电气设备性能和周围环境等条件确定,并应满足可靠性、灵活性和经济性三项基本要求。

(1) 可靠性:衡量主接线可靠性的标志是:①断路器故障时对电力系统供电的可靠性和稳定性的影响小;②设备或母线检修及故障时,停运的回路数少并能保证对重要用户的供电;③全厂停电的概率小。

(2) 灵活性:可以灵活调度,投入或切除某些发电机、变压器或线路;断路器和母线的检修方便;能够容易地从初期接线过渡到最终接线。

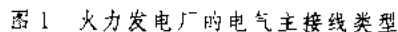
(3) 经济性:投资省、占地面积小、电能损失少。

电气主接线的类型 火电厂电气主接线包括发电机引出线和发电机电压配电装置接线以及35~500kV高压配电装置接线等。配电装置电气主接线有单母线(分段或不分段)、双母线(带旁路母线或不带旁路母线)、一个半或三分之二断路器接线等,如图1示。

单母线接线 最简单的主接线,所有电源进线和送出线都接在一组母线上,一般50MW以下机组可直接接在6~10kV母线上,如图1(a)示。50MW以上机组变压器接入高压母线,如图1(c)示。其优点是设备少,接线清晰,操作简单方便,不易误操作;缺点是不够灵活可靠,接在母线上的任一元件故障,均使整个配电装置停电。这种简单接线方式在发电厂已很少采用。

单母线分段接线 在进、出线回路数较多时,为了提高单母线接线的灵活性和缩小元件故障的影响范围,而用断路器将母线分段的一种接线。在发电机电压配电装置一般使每段母线上所连接的发电容量为12MW左右,每段母线上出线一般不多于5回。当35~220kV升压站的出线多于4回时,也多采用分段接线,如图1(b)、(d)示。

双母线接线 这种接线的每一回路都通过一台断路器和两组隔离开关连接到两组母线上。两组母线通过母线联络断路器连接,如图1(e)示。双母线接线可以避免母线或母线上隔离开关或其他元件故障或检修时使连接在该母线上的所有回路都长时间停电,但比单母线分段接线的投资大。当进、出线回路数或母线上电源较多,用户对供电可靠性要求比较高,或系统要



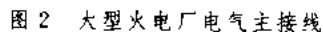
求调度的灵活性也较高时采用。

当进出线回路数较多,而该升压站在电力系统中又占重要地位时,可采用双母线分段接线,使每段母线上进、出线回路数控制在5~6回以下,如图1(f)示。

为了保证任一进出线断路器检修时不中断对用户的供电而增设旁路母线,如图1(g)示。随着断路器质量的提高及电网接线的可靠,旁路母线一般不再设置。

一个半断路器接线 从双母线双断路器接线改进而成。由于超高压 330~500 kV 断路器及隔离开关组的投资较大,为了减少断路器,把两回路的进、出线通过二台断路器接到母线上,这样仍具有较高的灵活性和可靠性,如图 1(h) 示。由于中间一台断路器连接两回路,使继电保护和二次线较复杂,需要通过合理的设计来解决。

三分之四断路器接线 由于 300 kV 的开关设备制造价高, 为了减少设备投资, 把三回路的进、出线通过四台断路器接到两组母线上, 如图 1 (i) 示。



发电机—变压器 线路单元接线 为了减少发电厂的用地和投资,有的电厂厂内升压站不设高压配电装置,发电机经变压器升压直接以送电线路接到附近的枢纽变电所,如图1(j)示;也有在两单元接线间加连接桥断路器形成桥形接线。连接桥可接在两线路断路器的内侧或外侧。也有在内侧和外侧同时加连接桥,形成多角形接线。

接入电力系统的发电厂,如机组容量相对于电力系统容量较小,当技术经济合理时,可采用将两台发电机经一台变压器的扩大单元接线,如图1(k)示。也可采用将两组发电机变压器组通过一台断路器接至高压母线的扩大单元接线,如图1(l)示。

125 MW 及以下发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接时,在发电机出口宜装设断路器,如图1(m)示。

大型火电厂电气主接线示例
大型火电厂一般总容量在 1000 MW 及以上,安装单机容量为 300 MW 及以上的大型发电机组。大型火电厂由于容量大,需用较高电压输送电能,因而其接线特点是发电机和升压变压器采用单元接线方式,直接接入高压配电装置,或经送电线路直接接到附近的枢纽变电所,即发电机—变压器—线路单元接线。300 MW 及以上发电机引出线采用分相封闭母线。容量为 300 MW 的发电机与双绕组变压器为单元接线时,在发电机与变压器之间不设断路器。当技术经济比较合理时,600 MW 机组的发电机出口亦可装设断路器或负荷开关,如图1(n)所示。当升压站具有两种电压等级的配电装置并需要相互联系时,则设置联络变压器连接。接入 220 kV 配电装置的单机容量一般不超过 300 MW,容量为 600 MW 及以上时,宜接入 500 kV 及以上电压的配电装置。图2示 $4 \times 300 + 2 \times 600$ MW 大型火电厂的电气主接线。

有的大型火电厂可采用发电机—变压器—线路单元接线。

中、小型火电厂电气主接线示例 中型火电厂一般为总容量在 200 MW 及以上、1000 MW 以下的发电厂,安装的单机容量为 50~200 MW;小型火电厂一般为总容量在 200 MW 以下,安装的单机容量多为 6~50 MW。中、小型火电厂一般建在工业企业内或城市附近,有些是热电厂,安装供热式汽轮发电机组,既供

电又供热。

中、小型火电厂靠近负荷中心,其接线特点是 50 MW 及以下机组采用发电机直接接入 6~10 kV 发电机电压配电装置供工业企业和附近地区用电,或用单元接线接至 35~220 kV 配电装置。图3示中型火电厂电气主接线,图4示小型火电厂电气主接线。

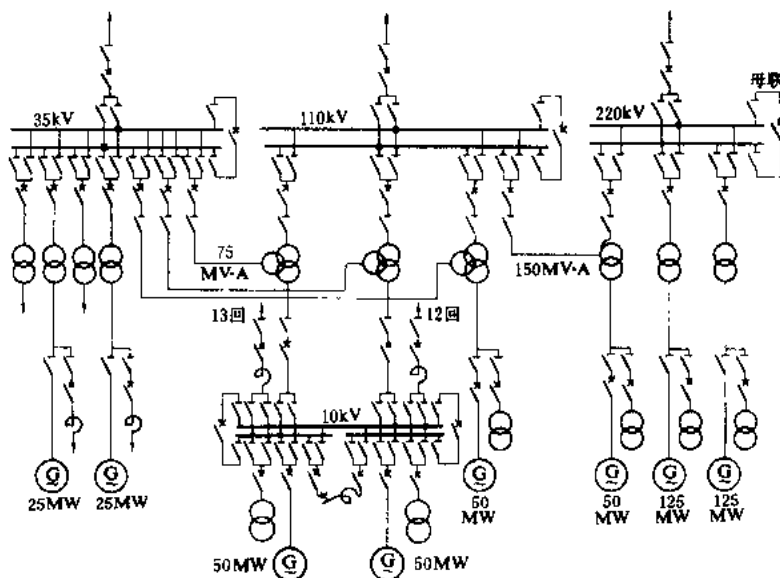


图3 中型火电厂电气主接线

接在 6~10 kV 发电机电压母线上与系统连接的主变压器一般不少于两台。发电机电压配电装置可根据发电机容量、台数、负荷重要性等因素,采用单母线分段接线(图4)、双母线或双母线分段接线(图3)。

发电机电压母线短路电流宜限制在 31.5 kA 以内,以便采用轻型价廉的断路器,并且使选用的厂用电电缆截面不致过大。限流电抗器连接的方式有:①装设母线分段电抗器;②在 12 MW 发电机或主变压器回路上装设分裂电抗器;③在直配线上装设电抗器。

35~220 kV 升压站接线示例 35~220 kV 高压配电装置采用的接线方式主要决定于电压等级及出线回路数。

当出线回路较少时采用单母线接线,当只有两回出线两回进线时,多采用桥形或角形接线。当出线回路数较多时,需采用单母线分段接线。

当出线回路数更多,且该配电装置在电力系统中比较重要,负荷比较大则采用双母线接线。有条件时,220 kV 配电装置也可采用一个半断路器的接线。

桥形及角形接线是当有两台变压器一线路接线的回路时,有其中间增设了一连接桥,为了提高供电可靠性和灵活性,在桥形接线的跨条中再增设一个断路器则成四角环形接线,这样每个回路有两台断路器供电,当任一断路器检修时,可不中断供电,断路器故障只切除2个回路。

330~500 kV 升压站接线示例 火电厂330~500 kV 高压配电装置连接着大型发电机组,在系统中地位重要,要求主接线有更高的可靠性。330~500 kV 常用的接线为一个半断路器接线(图2),或双母线分段接线(图5);还有的采用三分之四断路器接线。

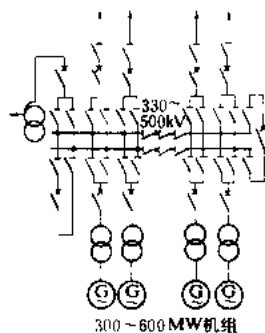


图5 超高压双母线分段接线

电气主接线设计中的其他问题 主要有中性点接地方式、过电压保护及互感器配置等。

主变压器中性点接地方式 主变压器中性点接地方式由电力系统的中性点接地方式决定：①主变压器110~500 kV 侧采用中性点直接接地方式，可降低设备绝缘水平；②主变压器6~63kV 侧采用中性点不接地方式，以提高供电连续性，但当单相接地故障电流大于允许值时，中性点应经消弧线圈接地。

发电机中性点接地方式 根据机组容量或接地电流大小，分几种情况：①125 MW 及以下中、小型发电机组当单相接地电流不大于允许值时（电压为6、10、15、20 kV，电容电流允许值分别为4、3、2、1 A），采用中性点不接地方式；②对于单相接地电流大于允许值的中、小机组或200 MW 及以上大机组要求能带单相接地故障运行时，采用中性点经消弧线圈接地方式；③200 MW 及以上大机组可采用高电阻接地方式，一般经配电变压器接入中性点，电阻接在二次侧，用以限制过电压，电阻值的选择应保证接地保护不带时限立即跳闸停机。

过电压保护 限制雷电过电压以保护220 kV 及以下电气设备，对于330~500 kV 设备除应限制雷电过电压外，还需限制工频过电压和操作过电压：①在大型电厂中，常装设330~500 kV 和15~35 kV 并联电抗器以吸收过大的充电功率，降低工频过电压；②按限制操作过电压的需要，在330~500 kV 线路侧装设避雷器，也有采用有并联电阻的断路器作为补充；③高压

配电装置的每组母线应装设避雷器，但进出线都已装设避雷器者除外；④变压器、并联电抗器都应受到避雷器的保护；⑤与变压器连接成单元接线的发电机，其出线宜装设一组避雷器，当有发电机电压架空直线时，应在发电机出线端和中性点装设避雷器和电容器。

互感器的配置 按照测量、保护、同步和自动装置的要求，配置电流互感器和电压互感器。

参考书目

西北电力设计院，电气工程电气设计手册（电气一次部分），北京：水利电力出版社，1989

电气主设备布置

(main electrical equipments layout) 将电气主接线所确定的各项电气主设备进行合理布置的设计工作。电气主设备包括：发电机出线设备、升压变压器、联络变压器、厂用工作和备用变压器，各级电压配电装置中的断路器，隔离开关，电流互感器、电压互感器和避雷器等。

这些设备的布置按区域大致可以分为：①主厂房发电机出线间；②发电机电压配电装置区；③主变压器区；④升压站高压配电装置；⑤厂用配电装置区等几部分。

发电机出线间 对单机容量为200 MW 及以上机组，在出线间内有：发电机中性点接地设备和中性点及出口的电流、电压互感器，避雷器，封闭母线和励磁盘等。125MW 及以下机组除无封闭母线外还要增加厂用支线设备，如断路器和电抗器等。发电机出线间设备一般就近布置在运转层下的发电机机座旁及汽机房A 排柱内侧运转层下（见发电机引出线布置）。

发电机电压配电装置 根据机组容量不同，配电装置采用屋内型两层或单层布置。两层布置时，发电机电压配电装置一般布置在升压站区、毗连控制楼。单层布置时可布置在汽机房固定端或汽机房外侧（见发电机电压配电装置）。

主变压器区 包括升压变压器及其中性点设备和高压厂用工作和起动/备用变压器。发电机引出线采用封闭母线时，为缩短昂贵的母线，一般将变压器紧靠汽机房布置。否则由技术经济比较确定变压器靠汽机房或靠升压站区布置。也有为节约循环水管投资，而将主变压器和厂用变压器布置在锅炉房一侧的（见主变压器区布置）。

升压站高压配电装置 分屋内型和屋外型。35 kV 级多为屋内式，110 kV 及以上一般为屋外型。

沿海和污秽地区，110 kV 及以上可为屋内型或SF₆气体绝缘金属封闭开关装置（GIS）。

高压配电装置布置在主变压器区外靠出线侧方

向。有两级电压时,较高电压级一般放在扩建端,扩建方向与主厂房扩建方向一致。屋外配电装置要布置在循环水冷却塔冬季盛行风向的上风侧,并位于主厂房最小风频的下风侧。

厂用配电装置区 有主厂房内高压(6 kV或3 kV和10 kV)厂用开关柜和400 V低压中央盘和低压厂用变压器。中小型机组布置在汽机和锅炉房中间的除氧间运转层下。大容量机组高压厂用配电装置,一般布置在发电机机座后的中间层内。低压动力中心则布置在集控楼内。电动机控制中心则靠近负荷布置。

主厂房外厂用负荷比较集中的车间,如输煤系统、出灰系统、循环水泵房和化学水处理室等,经技术经济比较,认为合理时,在该处设高压厂用配电装置或低压厂变和低压配电装置(见厂用电设备布置)。

联络变压器,包括其第三线圈附属设备,布置在两级电压配电装置中间。

电渗析

电渗析 (electro dialysis, ED) 利用选择透过性离子交换膜,在直流电场的作用下,使溶液中电解质离子产生选择性定向迁移,而达到水和溶于其中的离子分离的一种膜分离技术。

原理 阳离子交换膜固定基团带负电荷,只允许阳离子通过,阴离子被阻留;阴离子交换膜则相反。间隔排列的阳、阴离子交换膜和两端的极板组成许多交错排列的浓水、淡水室和靠近极板的阳、阴极室。在直流电场作用下,离子分别向电极相反方向迁移,异电荷离子通过膜,同电荷离子被膜阻留,形成淡水室和浓水室。脱盐水从淡水室引出,浓水作为废水排出。

离子交换膜对溶液中离子的选择性透过机理,可用双电层理论和唐南膜平衡理论解释。

构造 用于水脱盐处理的电渗析器,采用多膜对板框压滤形式,由若干对阳、阴离子交换膜相间排列组成。离子交换膜有均相和异相两大类,按功能可以分成阳、阴离子交换膜,选择性透过膜、两性膜等几种。电极常用石墨、不锈钢和钛等材料,制成板状、条状或丝状。其中涂钎的钛电极耐腐蚀性能较好。隔板位于两膜之间将阴阳膜隔开,形成水室,引导各极水流流向。隔板上配有配水孔、布水槽、流水通道。隔板一般采用聚氯乙烯、聚丙烯、改性塑料或合成橡胶等制作。

应用与维护 电渗析可用于工业用水淡化处理,也可用于分离或浓缩回收工业废水中的物质。在火电厂用作高含盐量水的预脱盐处理。电渗析膜易受污染,要求入口水耗氧量小于3 mg/L,活性氯小于0.1

mg/L,含铁量小于0.3 mg/L,含锰量小于0.1 mg/L,浊度宜小于1 mg/L,并应尽量降低进水硬度。由于反离子在离子交换膜中的迁移速度大于在溶液中的迁移速度,电渗析器通电后淡水室膜面上的溶液浓度低于溶液主体的浓度,而形成浓度差。当电流提高到浓度差达到最大值时,此电流称极限电流。当电流超过极限电流时,水分子将大量解离,电能就消耗在 H^+ 和 OH^- 的运送上,这种现象称“极化”。运行中应避免产生“极化”,以防淡水室内的水发生电离作用增加电耗和引起膜上结垢。极限电流是决定电渗析器性能的一项重要技术指标,极限电流密度是电渗析器设备结构、进水流速、温度和浓度等的函数。电渗析器投入运行时,应经调整试验确定合适的运行参数。一般流速宜在5~20 cm/s范围内。电渗析的水回收率较低,采用浓水循环或部分供极水用的方法可提高回收率。采用倒极电渗析器,可提高回收率,也可防止结垢。运行中电渗析器易发生的主要问题有:设备漏水、变形、水流阻力上升、淡水水质下降、电阻增加、隔板结垢、膜污染、电极腐蚀、膜胀缩等。电渗析器严格的加工和组装工艺,正确的操作,良好的前处理,有利于上述问题的解决。

简史 电渗析技术始于20世纪初。50年代美国研制成功实用性离子交换膜,并组装成第一台电渗析器,主要用于海水淡化。70年代以来又研制出实用的频繁倒极新工艺(electrodialysis reversal, EDR)以及在淡水室中加入阳、阴离子交换树脂(或离子交换纤维)形成新的填充床电渗析(electrodeionization, EDI),提高了出水质量,并降低电耗。中国从1957年开始研究电渗析技术,1964年制成多隔室电渗析器并在火力发电厂投入运行,现在有多种型式的装置在工业上应用。由于电渗析的脱盐率较低、操作比较复杂、运行维护量大,在现场的应用受到较大限制。

电枢反应

电枢反应 (armature reaction) 同步发电机电枢电流产生的磁动势对发电机气隙磁场的作用和影响。同步发电机正常对称运行时,电枢电流产生的气隙空间磁动势波也包含有一系列奇数次谐波,其中幅值最大的一次谐波(即基波)分量,它与转子以同一转速同方向旋转,和转子相对静止。当同步发电机带有功负载且电枢电流在时间相位上和励磁感应电动势同相时,电枢磁动势的方向将和转子励磁磁动势的方向互相垂直,称为交轴电枢反应。此时,定、转子磁场互相作用,形成电磁制动转矩,发电机从原动机方面取得机械能,转化为电能输送出去。若发电机带纯电感性无功负载时,电枢电流在时间相位上落后于励磁感应电动

势 90° ，电枢磁动势的方向将正好和励磁磁动势的方向相反，称为直轴去磁电枢反应，此时不会形成电磁转矩，发电机和负载之间仅存在着电能的来回交换，发电机发出无功功率。若发电机带纯电容性无功负载时，电枢电流超前于励磁感应电动势 90° ，电枢磁动势的方向将和励磁磁动势的方向完全一致，称为直轴助磁电枢反应，此时发电机吸收无功功率。

同步发电机通常带电阻电感性负载迟相运行($\varphi > 0$)，此时由于电枢反应带有去磁作用，发电机端电压有下降的趋势。为了保持端电压不变，必须相应地增加励磁电流。当同步发电机进相运行时($\varphi < 0$)，电枢反应带有助磁作用，使端电压有增加的趋势，此时可以减少发电机的励磁电流。电枢反应的强弱是影响发电机外特性、调整特性等特性曲线形状的关键因素(见透平发电机特性曲线)。

diàn yǎn biàn gǎn qì

电压互感器 (potential transformer, PT)

将一次侧交流高电压转换成可供测量、保护或控制等仪器、仪表或继电保护装置使用的二次侧低电压的变压器设备。电压互感器的一次绕组，通常与需测量、保护或控制的电路并联，二次绕组则与测量、保护或控制装置的电压线圈连接，使一、二次侧高、低压电路互相隔离。正常使用时，电压互感器的变比约等于一、二次侧额定电压之比，即一、二次绕组的匝数比。两侧电压间的相位差接近于零。

类型 按结构原理的不同通常可分为电磁式电压互感器和电容式电压互感器两大类；按用途不同可分为单相或三相电压互感器、双绕组或三绕组电压互感器、户内式或户外式电压互感器；按绝缘介质不同可分为树脂浇注式电压互感器、油浸式电压互感器和六氟化硫气体绝缘式电压互感器等。

电磁式电压互感器 常用的有油浸式电压互感器和树脂浇注式电压互感器，此外还有与气体绝缘金属封闭电器组合用的六氟化硫气体绝缘式电压互感器。通常是在共用的铁芯上绕有一次绕组和1~3个二次绕组。一般测量和保护共同利用一个二次绕组，为提高测量精度，便分设两个二次绕组，也有的电压互感器再另设一个附加二次绕组，在其外部接成开口三角形，供接地保护用。

(1)油浸式单相电压互感器。一种具有钢制油箱和瓷套管结构的单相电磁式电压互感器，10 kV级的通常为户内式，只有一个二次绕组，没有供接成开口三角形的附加绕组。这类电压互感器的额定电压为线电压，并具有两只相同的高压套管，可用以测量某一线电压，或按V-V接线接测量线电压的仪表或继电器。也可将

三台油浸式单相电压互感器接成星形，并将一次绕组中性点接地，用来测量相电压或线电压。35 kV级的通常为户外式，可具有两个二次绕组，其一供测量和保护用，另一个为附加绕组，供接地保护用。这类互感器的额定电压为相电压，并有一只高压套管和一只接地套管，可供接成星形。

(2)油浸三相五柱式电压互感器。一种具有油箱和三相三绕组五个铁芯柱的电磁式电压互感器。这种电压互感器广泛应用于10 kV及以下屋内型配电装置。它有两个边柱铁芯，可作为零序磁通的通路，在系统发生单相接地故障时，其铁芯发热程度要比三相三柱式电压互感器为轻。它有两个二次绕组，其一接成星形，供测量和保护用，另一个为附加绕组，供接地保护用。三个高压绕组的接线端和中性点均经套管引出。

(3)油浸串级式电压互感器。一种具有油箱和一次绕组为串级绝缘的单相电磁式电压互感器。串级式电压互感器适用于中性点有效接地系统，目前主要用于110 kV和220 kV电力系统中。110 kV串级式电压互感器的一次绕组分为两段，每段各为一个绝缘分级，上端全绝缘，下端接地，两段一次绕组分别绕在口字形铁芯的上下柱上，两段绕组之间与铁芯相接，铁芯不接地。铁芯对地的电位为一次绕组电压的1/2，而一次绕组各部分与铁芯的最大电压差只有一次绕组电压的1/4。一次绕组的末端接地。一次绕组是集中绕制在最下一个铁芯柱上。220 kV串级式电压互感器是由两个110 kV串级式电压互感器单元叠加而成的。

(4)树脂浇注式电压互感器。一种以树脂浇注成型的电磁式电压互感器。一般为环氧树脂全密封浇注，不需要其他外壳。这种电压互感器的优点是体积小、重量轻、耐潮湿、耐污秽，常用于户内10 kV及以下的配电装置，其绕组的配置与油浸式的相同。

电容式电压互感器 由电容分压器和电磁单元(电磁式电压互感器)构成，一般为单相油浸式。电容分压器是由若干只电容器串联组成的，接于高压导线与地之间，可通过载波通信电路接地或直接接地。从电容分压器适当位置引出的中压端子与电磁单元连接。电容分压器和电磁单元可分装成两个独立的部分，常称分离式；也可将电容分压器叠装在电磁单元之上，常称单柱式。分离式的结构较松散，但便于检修；单柱式的结构紧凑，检修则不便。电容式电压互感器，除具有电磁式电压互感器作用外，电容部分还可兼作耦合电容器，供高频载波通道使用。在110 kV及以上的屋外型配电装置中广泛采用电容式电压互感器。此外，还有由电容分压器和电子放大器构成的电容式电压互感器，一般用作气体绝缘金属封闭电器的组成部分。

工作原理 电磁式电压互感器的工作原理与作降压用的电力变压器类似,由于仅是借助电磁感应作用传递电压信息,因此在正常工作时其容量很小。电磁式电压互感器的测量误差,包括电压误差和相位差,不仅与励磁电流有关,而且也与一次电压的变动状况和负荷大小有关。电压误差是由于实际电压比与额定电压比不同产生的,其值为: $\Delta u(\%) = [K_n U_2 - U_1] / U_1 \times 100(\%)$, 式中 K_n 为额定电压变比, U_1 和 U_2 为一次和二次电压实测值。相位差 δ 是实际的一次电压相量与转过 180° 的二次电压相量间的夹角。

电容式电压互感器的电容分压器的中压端子与电磁单元一次绕组相连,使其二次绕组的输出电压与施加到电容分压器上的一次电压成正比,相位差接近于零。电容式电压互感器的误差取决于内部阻抗的电压降,并随电源频率和环境温度的变动而变化。

参数及特性 电压互感器的参数及特性主要有:额定值、准确级、暂态特性、铁磁谐振及其阻尼等。

额定值 额定一次电压和额定二次电压值是电压互感器的基准值。额定一次电压为标准中规定的系统或设备的额定电压,额定二次电压有 100、 $(100/\sqrt{3})$ 、 $(100/3)$ V 等。电压互感器的容量通常为 $15 \sim 1000 \text{ V} \cdot \text{A}$ 。

准确级 在规定的使用条件下,其电压误差和相位差不超过规定等级的限值。测量用电压互感器的准确级有 0.1、0.2、0.5、1、3 级等,保护用电压互感器的准确级有 3P、6P 级等。

暂态特性 超高压电力系统中装设有高速动作的继电保护装置,当系统发生短路故障时,要求二次电压立即衰减。但因电容式电压互感器具有电容和电感等储能元件,在其一次侧发生对地短路时,回路中可能产生低频衰减振荡。通常规定在一次接线端子与接地之间的电源短路后,要求二次输出电压在额定频率的一个周期内衰减到短路前电压峰值的 10%。

铁磁谐振及其阻尼 因电容式电压互感器装有电容分压器、带铁芯的补偿电抗器和电磁式电压互感器,具有产生铁磁谐振的条件,因此标准规定:在负荷为零二次侧短路后又突然消失时,在额定频率的 10 个周期内,二次电压峰值应恢复到与短路前正常值相差不大于 10% 的电压值,铁磁谐振的持续时间不超过 2s。为此,通常在电压互感器的附加绕组的出线端子间装设阻尼器。阻尼器的型式有固定接入电阻型、谐振型、饱和电抗型和电子型等。

运行使用要求 主要有:①电压互感器有供中性点有效接地系统使用和供中性点非有效接地系统使用之分,两者在铁芯设计上有很大差异,要针对系统条件选用。②在中性点非有效接地系统中,当中性点接地的

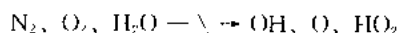
电磁式电压互感器接于空母线时,母线对地电容与电压互感器的非线性电感有可能发生并联谐振过电压。通常是在电压互感器的附加绕组回路接入阻尼电阻予以防止,亦可用调整母线对地电容与电压互感器非线性电感的配合条件的办法来消除。③在中性点有效接地系统中,当使用带断口均压电容器的断路器开断空载线路时,断路器的断口均压电容、母线对地电容和电磁式电压互感器的非线性电感有可能发生串联谐振。通常要通过改变系统操作方式、适当选择电压互感器的励磁特性、在中性点接地的电压互感器二次绕组或附加绕组内加阻尼电阻等办法予以抑制。④二次绕组和附加绕组的一端要接地,防止二次侧出现高电位危及设备和人身安全。

现状与发展 目前在超高压电力系统中多采用电容式电压互感器。电磁式电压互感器主要用于 110 kV 及以下的电力系统中。六氟化硫气体绝缘式电压互感器和将电压互感器与电流互感器装在同一外壳内的组合式互感器,正在得到发展。电子式电压互感器和光电式电压互感器,是正在研制的新型电压互感器,其主要特点是尺寸小、重量轻、性能稳定和运行可靠。

电子束烟气脱硫

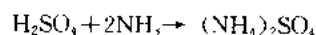
(electronic beam flue gas desulfurization) 利用电子束照射烟气所产生的自由基等强活性基团氧化烟气中的 SO_2 和 NO_x , 并与加入的氨进行反应,生成硫酸铵和硝酸铵的脱硫工艺。该工艺的主要特点是:①属于干法处理过程,不产生废水和废渣;②能同时脱硫、脱硝,并可达到 90% 以上的脱硫率和 80% 以上的脱硝率;③系统简单,操作方便,过程易于控制;④脱除较高浓度的 SO_2 能改善 NO_x 的脱除,因此,本工艺对高硫煤更为有效;⑤对锅炉负荷变动的适应性较好;⑥副产品为硫酸铵和硝酸铵混合物,可用作化肥。⑦能耗较大。脱除 90% SO_2 和 80% NO_x 时能耗为 4.8%;脱除 70% SO_2 和 60% NO_x 时能耗为 2.9%。

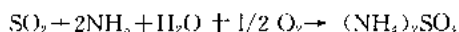
基本原理 烟气经电子束照射后,首先使烟气中的 N_2 、 O_2 、水蒸气 (H_2O) 等分子被激化,生成反应活性极强的各种自由基。



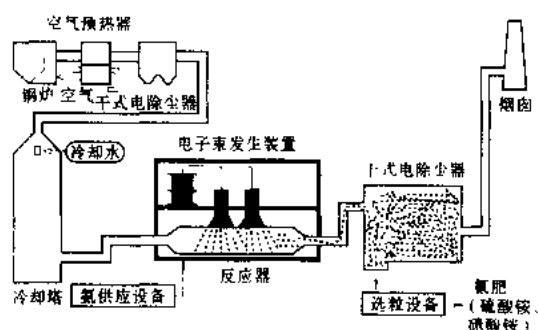
然后,烟气中的 SO_2 和 NO 被这些自由基氧化,生成硫酸和硝酸。

最后,硫酸与硝酸和事先注入的氨进行中和反应,生成硫酸铵和硝酸铵气溶胶粉体微粒。若尚有未反应的 SO_2 、 NH_3 ,则在微粒表面继续进行反应生成硫酸铵。





处理流程 电子束烟气脱硫系统由烟气冷却、加氨、电子束照射和副产品收集等环节构成, 如图所示。



电子束烟气脱硫工艺流程图

锅炉排出的烟气经静电除尘器收尘后, 首先进入冷却塔, 借喷入的水使烟气温度降到 $65\sim 90^\circ\text{C}$ 左右, 然后进入反应器。烟气在反应器内被电子束照射, 使 SO_2 和 NO_x 氧化生成硫酸和硝酸, 并与注入的氨中和, 生成硫酸铵和硝酸铵。最后, 用干式静电除尘器捕集这些副产品微粒。净化后的烟气由引风机升压通过烟囱排出。

电子束发生装置由直流高压电源、电子加速器及窗箔冷却装置组成。电子在真空加速器中通过高电压 (800 kV) 加速, 加速后的电子通过保持真空的扫描管透射过一次窗箔及二次窗箔 (均为 $30\sim 50\mu\text{m}$ 的金属箔) 照射烟气。为控制因电子束透过的能量损失引起窗箔温度的上升, 需向窗箔喷射空气进行冷却。电子束在反应器内因韧致辐射产生 X 射线, 为屏蔽 X 射线, 在反应器四周设有厚度为 $1.0\sim 1.3\text{m}$ 的混凝土防护墙。经射线剂量检测表明, 在电子束能量 800keV , $2\times 100\text{mA}$ 工况下运行时, 防护墙外大部分剂量率为 0 , 个别部位为 $0.1\sim 0.2\mu\text{Sv/h}$ (国家标准为 $0.6\mu\text{Sv/h}$)。

历史与发展 电子束脱硫技术由日本荏原 (Ebara) 制作所于 1970 年首先提出, 并于 1972 年与日本原子能研究所 (JAERI) 合作研究。1974 年, 荏原制作所在藤泽中央研究所建成处理量 (标准状态) 为 $1000\text{ m}^3/\text{h}$ (烧重油) 试验装置, 证明通过加氨能将污染物转化为硫酸铵和硝酸铵。1977 年与新日本钢铁公司联合, 在九州八幡钢厂建成处理量 (标准状态) 为 $10000\text{ m}^3/\text{h}$ 烧结炉烟气中间试验装置。1983 年与美国能源部 (DOE) 合作, 在印第安纳州的 E. W. Stout 燃煤电厂建成处理烟气量 (标准状态) 为 $24000\text{ m}^3/\text{h}$ 的中试装置, 试验电子束技术对高硫煤烟气的适应性。1997 年 5 月在中国成都热电厂建成处理烟气量 (标准状态) 为 $300000\text{ m}^3/\text{h}$ 的电子束脱硫示范工程, 当 SO_2 入口浓度为 $500\sim 2500\times 10^{-6}$ 时, 脱硫率达 80% 以上,

附加脱硝率为 18% 。日本正在中部电力公司名古屋电厂建造一座处理 220 MW 机组锅炉烟气的电子束脱硫装置, 1999 年底投入运行。除此以外, 德国于 1985 年在 Badenwerk 公司的 Rheinhausen Dampfkraftwerk 燃煤电厂的一台 350 MW 机组的旁路烟道上建成处理烟气量 (标准状态) 为 $20000\text{ m}^3/\text{h}$ 的中试装置, 波兰核化学与工艺研究所 (INCT) 于 1989~1992 年先后建成 $400\text{ m}^3/\text{h}$ 的试验装置和 $20000\text{ m}^3/\text{h}$ 的中试装置, 目前正在 Pomorzany 燃煤电厂建造一座处理烟气量 (标准状态) 为 $270000\text{ m}^3/\text{h}$ 的工业示范装置, 巴西、保加利亚、俄罗斯等国家也正在加紧进行试验。

Jinglang jinxiang jishu

定量金相技术 (quantitative metallography technique)

在金相分析中对显微组织的特征参数作几何学测定, 研究组织和性能定量关系的分析技术。显微组织的特征参数不同将引起材料性能改变, 如钢的强度与珠光体层片间距离有关, 非金属夹杂物的数量、大小、形状、分布不同会对钢的疲劳强度有影响等。定量金相方法有比较法和测量法两类。

比较法 将测量结果和标准等级图片相比较评定级别。如晶粒度级别、夹杂物级别、珠光体球化和石墨化级别等。这种方法简单易行, 但还无法做到准确定量, 只能概念定量。

测量法 测定组织的某些二维空间的特征参数, 通过计算或自动图像分析准确地得出三维空间中合金组织的各种参数。测量可在显微镜的视场、投影屏, 或金相照片上进行。可测量最基本的反映组织的主要参数有: P_F ——点分数, 平均每一测点落在测量对象上的概率, 为落在被测相上的点数与总测量点数之比; L_L ——线分数, 测量线上被测相所占长度比; A_A ——面分数, 测量面上被测相所占面积比; P_L ——单位测量线上的点数; L_A ——单位测量面上被测对象的线长度; P_A ——单位测量面积上被测相的点数; V_V ——体积分分数, 测量体中被测相所占体积比; S_V ——单位测量体积中被测相表面积; L_V ——单位测量体积中被测相长度; P_V ——单位测试体积中的点数。最后四个参数即 V_V 、 S_V 、 L_A 和 P_V 不能直接测量得到, 而是通过测量后, 按以下各参数之间关系获得:

$$V_V = A_A = L_L = P_P$$

$$S_V = \frac{4}{\pi} L_A = 2P_L$$

$$L_A = 2P_A$$

$$P_V = \frac{1}{2} (L_V S_A) = 2P_A P_L$$

测量法还可分非自动测量法和自动测量法。



非自动测量法 有计点法、截线法和面积法等三种。计点法是用一合适的网格置于测量面上,测量落在被测相上的点数并除以网格总点数即得 P_F 。截线法是在视场中作任意测量直线与待测相相交,待测相上线段长度之和与测量线总长之比为 L_L 。面积法是用求积仪测量模板直接测量被测相的面分数 A_A ,也可把被测相从照片上剪下来,称重换算成面积(也称称重法)。各种方法可单独使用也可联合使用。为得到可靠结果,应作多部位的多次重复测量。

自动测量法 用定量金相显微镜,即自动图像分析仪进行。它是用电子仪器代替人工操作进行各种特征参数的自动测量、记录、分类、整理和运算。可以同时测量几个相,速度快,准确性高。自动测量按截线法,由扫描器将组织的光学图像转换为电信号,电信号的强度反映被测相的“灰度”,电信号的时间宽度反映被测相的大小。按灰度的分档和选择来区分不同的相。测量的信息由计算机、分析器、数据处理系统进行分析,得出各种组织特征参数。测量结果由显示器显示,或由电传打字机输出。全部过程由程序控制系统控制。

应用 定量金相技术应用面广,如可采用定量金相技术研究火电厂用耐热钢的剩余寿命问题。用定量金相方法和回归分析建立工作应力、温度和组织特征参数的寿命预测数学方程,即利用组织因素包括珠光体片层和颗粒的大小、间距、数量和分布、晶界碳化物粒子的数量、大小、间距、晶界蠕变孔洞的大小、间距、数量、分布等建立与构件剩余寿命关系,以用定量组织因素测量预测剩余寿命;还可将复膜金相技术与定量金相技术结合,以免去取样之弊,可使定量金相技术更方便地用于火电厂。

参考书目

秦国友著,定量金相,成都:四川科学技术出版社,1987

ding yue yunxing

定压运行 (constant pressure operation)

机组的一种传统运行方式,它是保持汽轮机进汽参数不变,通过改变进汽调节汽门的个数和开度来改变进汽量,以满足电网对调整负荷的要求。

汽轮机进汽调节方式主要有节流调节和喷嘴调节两种。节流调节的汽轮机作定压运行时,锅炉保持汽压、汽温不变,依靠改变节流调节阀开度大小来改变阀后的压力,从而改变进入汽轮机的蒸汽流量和蒸汽可用焓降,以达到改变机组负荷的目的。节流调节的汽轮机在低负荷时,调节阀开度很小,蒸汽节流损失很大,由于调节阀后蒸汽压力降低,进入汽轮机蒸汽可用焓降减少,使得机组运行经济性有明显下降。但另一方

面,正是由于调节汽门的节流作用,使得机组在变负荷时,各级容积流量和蒸汽温度变化不大,因而有较好的负荷适应性。喷嘴调节的汽轮机在定压运行时,锅炉维持蒸汽参数不变,依靠调节汽门顺序开启或关闭,来满足电网负荷要求,即用改变调节汽门开数来改变蒸汽流量和机组负荷。由于蒸汽经过全开调节汽门基本上不产生节流,只有经过未全开的调节汽门才产生节流,因此调节汽门节流损失较小,其运行效率下降也较节流调节汽轮机为少。喷嘴调节汽轮机低负荷运行效率下降,主要是由于蒸汽流量减少而引起汽轮机内部各级焓降重新分配,使得 u/c_u 比值偏离设计值所致。值得提出注意的是一个调节汽门接近全开时调节级动叶承受很高负荷,加上部分进汽又增加了动叶的动应力。因此,大容量汽轮机一般采用第一、二调节汽门同时开启方式。喷嘴调节汽轮机作定压运行时,随着负荷变化各级蒸汽温度有较大变化。对于亚临界参数的机组,一般当负荷由满负荷下降到 25% 额定负荷时,调节级后蒸汽温度将下降 80℃ 左右。因而它限制了汽轮机负荷变化速度。通常机组负荷变化率控制为每分钟 3% 额定值。

过去承担电网基本负荷的大型汽轮机,多设计为喷嘴调节定压运行,机组投运后长期在高负荷下运行,具有较高的热效率。随着电力事业的发展,电网容量增大,更大机组的投入,这些原设计承担基本负荷的单元机组也需要承担调峰任务。为了改善机组负荷适应性和低负荷下的热效率,通常在承担调峰任务时,多改为变压运行。

dong jing bu fen cun mo

动静部分碰磨 (collision between rotary and static parts)

汽轮机在运行中因受温度、外力、振动等因素影响,转子和汽缸之间的径向间隙或轴向间隙消失,而发生碰磨的事故。碰磨是汽轮机起停过程中最常见的损伤事故,轻则汽封磨损,使汽封漏汽量增大,降低汽轮机效率;重则将引起叶片断裂、主轴弯曲,甚至造成汽轮机完全损坏。

引起径向动静间隙变化的主要原因有:①在启动过程中转子沿圆周方向受热不均匀,引起转子热弯曲;②汽缸上下缸温差过大,而引起汽缸拱背变形,使汽封部位间隙减小;③轴的振动,特别是通过临界转速时的振动;④转子和汽缸支承部位的热膨胀差;⑤转子在轴承油膜作用下的抬高;⑥位于低压缸下缸上的轴承受排汽温度、真空度及凝汽器灌水的影响,引起轴承位移;⑦转子和汽缸部件(汽缸本身、隔板套、隔板、静叶)的径向热膨胀差;⑧在重量和机械力的作用下使汽缸产生的变形。



引起轴向动静间隙变化的主要原因有：①启动过程中，转子受热膨胀快于汽缸，而停机时转子冷却速度也快于汽缸，所以产生较大的热膨胀差；②运行中轴向推力的变化，引起转子沿轴向发生位移；③转子在离心力作用下，由于材料的泊桑效应，当转速升高时转子轴向收缩，转速降低时转子相对伸长；④由于压差作用，隔板产生弹性挠曲，引起通流部分轴向间隙的变化，与负荷大小成比例；⑤重力、压力和机械力作用下汽缸部件产生变形；⑥滑销系统卡涩，轴承座热位移受阻，使汽缸弹性变形；⑦汽缸上下部出现过大的温差时，汽缸热弯曲使汽封套和隔板套相对转子的叶轮发生偏斜。

防止动静部分碰磨的技术措施有：①根据机组的结构特点及运行工况，合理地设计和调整各部位的动静间隙；②认真分析转子和汽缸的膨胀特点和变化规律，在启动、停机和变工况时注意对胀差的控制和调整；③在机组起停过程中，应严格控制上下缸温差、蒸汽参数的变化、监视段压力及轴的窜动；④在运行中防止水冲击，停机后严防汽缸进冷汽冷水；⑤启动前及升速过程中，应严格监视转子晃动度和振动，不得在超限情况下强行启动。

3. 短路比

短路比 (short-circuit ratio) 同步发电机在额定转速下，空载电压为额定值时的励磁电流与三相对称稳态短路电流为额定值时的励磁电流的比值。它等于直轴同步电抗饱和值的倒数。短路比大则直轴同步电抗小，因而电压变化率小，静态稳定性好，但发电机的气隙需加大，励磁机容量大，发电机制造成本高，铁损耗和机械损耗也增加。一般透平发电机的短路比为 0.4~0.7，水轮发电机为 0.8~1.2。对大容量发电机，如采用反应速度快的高起始响应励磁系统，可使发电机的短路比取下限或更低的值，以降低发电机的造价。如原苏联国家标准规定 160 MW 及以上容量的汽轮发电机短路比为 0.4；国际电工委员会标准及德国标准规定 800 MW 及以上容量的汽轮发电机短路比可小于 0.4，但不小于 0.35；中国国家标准则规定 200 MW 及以上的透平发电机短路比不小于 0.40，200 MW 以下的不小于 0.45。

3. 断口分析

断口分析 (fractography) 研究金属构件断裂面的技术，也是失效分析的基础工作和重要方法之一。断裂一般总是发生在材料最薄弱或应力最大部位，断口形貌记录了有关信息，反映断裂全过程。可根据断口变形程度、位置、颜色及析出物、颗粒的大小与花纹

等，以确定断裂的性质，分析破坏的原因和研究断裂机理。分析方法有断口宏观分析和断口微观分析两类。断口宏观分析是用放大镜和体视显微镜确定断裂类型、裂源位置及断裂扩展方向、断裂应力类型、可能的断裂原因等。在全面完成宏观断口分析并选定部位后才能进行微观分析。断口微观分析主要用扫描电子显微镜在断裂源及断裂缓慢扩展区观察断口形貌，并可作微区成分分析，准确地确定断裂的性质、原因、类型和影响因素等。

断口宏观形貌 有脆性断口和韧性断口两类。脆性断口无明显塑性变形，断口与拉应力方向垂直，断面整齐，颜色光亮，为颗粒状或人字花样。韧性断口有明显塑性变形，断口由明显的纤维区、放射区和剪切唇区三部分组成。纤维区和剪切唇区面积份额愈大韧性愈高。

断口微观形貌 由断裂机制所决定，并会更细致地反映出断口的宏观形貌。属于脆性断口的有沿晶脆性断裂、解理断裂、准解理断裂、疲劳断裂、应力腐蚀断裂与氢脆断裂。属于韧性断口的有韧窝断裂、滑移面分离断裂和蠕变断裂。

沿晶脆性断口 沿晶粒边界发生的低能量脆性断裂断口。如回火脆性断裂断口，这种断裂是与晶界析出脆性相，或 S、P、As、Sb 等杂质在晶界偏聚使晶界弱化有关。断口微观特征是具有晶粒外形的多面体，称冰糖块花样。材料的塑性与韧性指标明显下降。

解理断裂 沿解理面发生的穿晶断裂。低温、粗晶、加工硬化、三向应力、裂纹尺寸满足断裂力学有关判据时，易发生解理断裂。断口微观特征是具有台阶、河流花样、舌状花样等。台阶为不同高度的解理裂纹之间发生的二次解理、撕裂，或与螺形位错交截而成。小台阶可汇合成大台阶。众多台阶汇合成河流花样，其形貌受晶界的性质影响较大。解理裂纹局部沿孪晶面扩展成为舌状花样。

准解理断裂 本质上仍属于穿晶脆性断裂，但断裂面伴有明显的局部塑性变形。例如在回火马氏体组织的断口上，河流花样一般从小面中心向四周扩散，形状短而弯曲，支流少，小面之间的连接处有较大的塑性变形，形成了撕裂岭。

疲劳断裂 交变应力作用下导致的断裂。宏观疲劳断口由平滑的疲劳断裂区和凸凹不平的最终断裂区组成。疲劳断裂区包括疲劳源及扩展区，其宏观特征为同心圆的贝壳状花样，有时有台阶或放射条纹状。裂纹扩展方向与同心圆相垂直或沿放射条纹方向。疲劳断口微观特征为疲劳辉纹，其数量与循环次数相当，间距随应力强度因子幅的变化而改变。按疲劳辉纹间距对断口作定量分析，有可能确定疲劳裂纹扩展速率、应

力强度因子幅等。

应力腐蚀断裂 拉应力和金属、介质的特定组合作用下造成的脆性断裂。应力腐蚀的临界拉应力值与腐蚀介质及材料有关。裂纹扩展中发生分叉形成树枝形裂纹。断裂方式与材料及腐蚀环境有关,对高强度钢还随应力强度因子 K 值改变。断口为沿晶断口或穿晶断口,穿晶断口具有泥状花样、河流花样等特征。有的可观察到局部塑性变形,呈现韧窝。条件改变会引起应力腐蚀裂纹或断口形态改变,常为混合型断口。应力腐蚀断口上有二次裂纹与腐蚀产物。

氢脆断裂 金属在应力作用下,由于氢的原因引起脆性断裂,有不可逆与可逆两类。当钢中出现白点或氢腐蚀时,使钢在高速下形变脆断,裂纹形成后再去氢,钢的塑性和韧性不能恢复的称不可逆氢脆。而高强度钢在低变形速度下呈现的氢脆属可逆氢脆。氢脆断口形貌并不固定,取决于裂纹前沿应力强度因子 K 值及氢浓度,可以是韧窝型(高 K 值与低氢浓度)、准解理或解理型、沿晶型(低 K 值及高氢浓度)。

韧窝断裂 通过孔洞的生核、长大、局部缩颈发生后的断裂,断口上呈现大量韧窝。韧窝形貌取决于应力状态,通常有等轴韧窝、剪切长形韧窝、撕裂长形韧窝等。韧窝的数量、间距与断口上第二相粒子的数量、间距一致,粒子尺寸愈大,韧窝也愈大。塑性变形程度大,韧窝深度也大。断口上有韧窝说明材料至少在局部发生过强烈塑性变形(宏观上脆性断裂或者韧性断裂)。

滑移分离断裂 从滑移面分离发生的断裂。出现于某些纯金属、材料缺口底部,高温下高塑性材料中。多晶体材料沿多个滑移面分离,微观特征为蛇形滑移花样。

蠕变断裂 见蠕变断裂。

断裂力学

断裂力学 (fracture mechanics) 用线弹性力学和弹塑性力学的理论和方法,研究带裂纹部件材料在外部及内部因素作用下,裂纹再萌生、扩展直至断裂的条件和规律,并研究部件材料抗裂纹扩展、抗断裂能力,做出部件安全性和寿命估算的科学。人们为认识裂纹在构件材料中的行为和作用,防止破断,1920年 A. A. 格里菲思(A. A. Griffith)首先研究了裂纹问题,指出微小裂纹的存在,是脆性材料(如玻璃)实际承载能力比按分子结构理论预计的承载能力低几个数量级的原因,并建立了断裂应力、裂纹尺寸与材料性能之间的关系。20世纪30年代以后,发生了一系列桥梁、轮船、压力容器、火箭壳体、锅筒、汽轮发电机转子等大型部件的破断事故。事故分析表明,发生这类破断时,

其承载应力往往比材料的屈服强度还低很多(低应力破断),而且断裂起源于已存在于部件材料中的裂纹或裂纹状缺陷。以后, E. 奥罗万(E. Orowan, 1947年)和 G. R. 欧文(G. R. Irwin, 1948年)研究了材料的塑性对裂纹扩展的影响,修正了格里菲思的理论。其后欧文又提出了应力强度因子的概念(1957年),至此已形成线弹性断裂力学,到现在发展得已较成熟。1961年有人提出了以裂纹尖端小区域材料的伸长(裂纹张开位移 δ)来描述塑性变形能力较高的构件材料的断裂行为。1968年又提出了积分用以表示裂纹尖端应力应变场的综合强度,至此产生了弹塑性断裂力学。中国自70年代初期以来,开展了断裂力学理论、试验和应用的研究。

断裂力学的裂纹模型 有几何近似裂纹模型和裂纹受力-扩展方式模型两种。前者有表面半椭圆裂纹、内部椭圆裂纹和穿透(厚度)裂纹等(图1)。后者有 I 型(张开型)、II 型(滑开型)、III 型(撕开型)和它们之间的某种组合(称为复合型)(图2)。

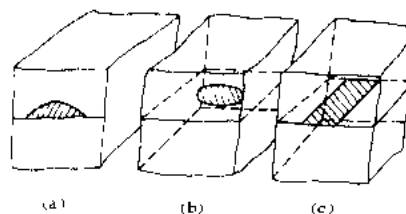


图1 三种常见的裂纹几何模型

(a) 表面半椭圆裂纹; (b) 内部椭圆裂纹; (c) 穿透裂纹

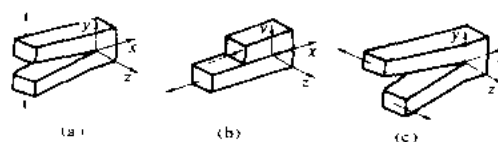


图2 裂纹体受力-裂纹扩展方式的基本类型

(a) I 型(张开型); (b) II 型(滑开型); (c) III 型(撕开型)

线弹性断裂力学 用线弹性理论处理由裂纹引起的断裂问题的科学。适合于分析脆性材料、高强度材料的裂纹断裂。发电设备的一些粗大构件,例如汽轮机转子、发电机转子、锅筒、厚壁管道等,虽然它们属中低强度钢,但由于其截面粗厚,平均载荷应力往往较低,在一定的条件下也可以采用线弹性断裂力学方法估算这些构件的裂纹断裂安全性。

应力强度因子 K_I 假设在一块很大的平板(近似当成“无限大”板)中有一条长度为 $2a$ 且贯穿板厚的裂纹(图3),板中远离裂纹处作用有垂直于裂纹面的

均匀分布的拉伸应力 σ 。用弹性力学方法求得了裂纹尖端附近 xy 平面内极坐标为 (r, θ) 点处单元体的应力 $(\sigma_x, \sigma_y, \tau_{xy})$ 及位移 (u, v) 分量:

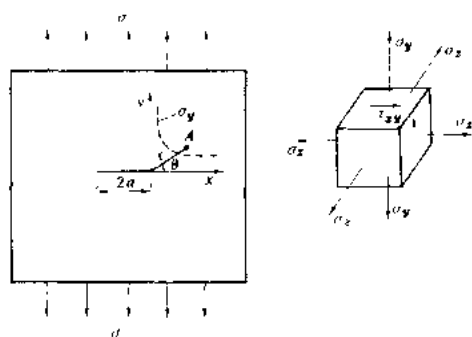


图3 有中心裂纹的无限宽板在单轴拉伸应力作用下裂纹尖端附近的应力分析

$$\begin{cases} \sigma_x = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left[1 - \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \right] = K_I f_1(r, \theta) \\ \sigma_y = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left[1 + \sin \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} \right] = K_I f_2(r, \theta) \\ \tau_{xy} = \frac{K_I}{\sqrt{2\pi r}} \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{\theta}{2} \sin \frac{3\theta}{2} = K_I f_3(r, \theta) \\ \begin{cases} u = \frac{K_I(1+\nu)}{2E} \sqrt{\frac{r}{2\pi}} \left[(2k-1) \cos \frac{\theta}{2} - \cos \frac{3\theta}{2} \right] \\ \quad = K_I f_4(r, \theta) \\ v = \frac{K_I(1+\nu)}{2E} \sqrt{\frac{r}{2\pi}} \left[(2k+1) \sin \frac{\theta}{2} - \sin \frac{3\theta}{2} \right] \\ \quad = K_I f_5(r, \theta) \end{cases} \end{cases}$$

式中 ν 为泊松比; E 为弹性模量。当裂纹尖端某处的位置 (r, θ) 确定后, 因为以 $f_1(r, \theta), \dots, f_5(r, \theta)$ 表示的量都是一些具体的常数, 其应力、位移的大小就完全取决于乘积因子 K_I 。 K_I 称为应力强度因子。它由外载应力 σ 、裂纹尺寸 a 及与裂纹和部件几何尺寸有关的常数 Y 确定。一般情况下

$$K_I = Y\sigma \sqrt{\pi a}$$

断裂韧性 K_{IC} 当应力和裂纹尺寸单独或同时增大时, 在某一时刻部件发生断裂, 这时 K_I 记为 K_C , 称为临界应力强度因子。通常 K_C 随试件厚度而变化, 但当厚度大于一定的值后 (这时试件处于平面应变状态), K_C 就不随试件厚度变化而保持为一个常数。这时的 K_C 与试件几何结构无关, 反映了材料固有的抗断裂的特性, 称为平面应变断裂韧性 K_{IC} 。

断裂判据 描写构件材料发生断裂的条件。当

$$K_I \geq K_{IC}$$

则发生断裂。根据前面的式子则有

$$Y\sigma \sqrt{\pi a} = K_{IC}$$

可对有关构件做出不发生破断的断裂力学评估, 确定带裂纹构件的安全性、预测安全使用寿命等等。

塑性区修正 对于火电设备用金属材料, 在断裂过程中裂纹尖端附近材料要发生较大的变形, 其中产生了塑性变形的区域称为塑性区。欧文估计的塑性区尺寸为:

$$r_p = \frac{1}{\pi} \left(\frac{K_I}{\sigma_s} \right)^2 \quad (\text{平面应力})$$

$$r_p = \frac{1}{6\pi} \left(\frac{K_I}{\sigma_s} \right)^2 \quad (\text{平面应变})$$

式中 σ_s 为钢材的屈服强度。如果塑性区尺寸远比裂纹长度小 (小范围屈服), 可以把塑性区尺寸与裂纹尺寸一起作为有效裂纹尺寸 a_e , 即 $a_e = a + r_p$ 。这样仍可用前述线弹性断裂力学方法处理, 称为线弹性断裂力学的塑性区修正。

弹塑性断裂力学 用弹塑性力学理论和方法研究构件裂纹扩展和断裂的条件和规律。有裂纹张开位移法 (COD 法) 和 J 积分法。

COD 法 对于弹塑性材料, COD 值 (或 δ 值) 可作为裂纹端部应力、应变场强度的间接量度。随着载荷的增大, δ 也随着增大, 当 δ 值达到某一临界值 δ_c 后, 裂纹即开始扩展。对于塑性较好的材料, 裂纹开始扩展还不意味着断裂, 只有裂纹失稳扩展才是断裂, 因此, 按裂纹张开位移可建立构件材料的断裂判据。

$$\delta \geq \delta_c$$

基于薄板拉伸 (平面应力状态) 的带状屈服模型, 裂纹张开位移 δ 与裂纹尺寸、载荷应力及材料数据 (屈服强度 σ_s , 弹性模量 E) 之间的关系如下式所示:

$$\delta = \frac{8\sigma_s a}{\pi E} \ln \left[\sec \left(\frac{\pi \sigma}{2\sigma_s} \right) \right]$$

结合断裂判据, 就可以定量地评估带裂纹弹塑性材料构件的安全性, 预测使用寿命等。

J 积分法 J 积分是能定量描述裂纹体的应力应变场强度而又易于试验测定或理论计算的参量。它有两种等价的定义, 即回路积分定义和形变功率率定义。借助于二维裂纹试样, 给出了 J 积分的回路积分表达式

$$J = \int_{\Gamma} \left(W dy - T_i \frac{\partial u_i}{\partial x} ds \right)$$

式中, W 为在弹性变形下为应变能密度, 在弹塑性变形下为单调加载过程中试件各处体元所接受的应力形变功密度, 包括弹性应变能和塑性形变功; T_i 是作用在积分弧线元 ds 上单位厚度面积上的力矢量 T 的 i 方向的分量; u_i 是该处的位移矢量的分量, Γ 是由裂纹自由表面任一点开始逆时针环绕裂纹尖端而终止于裂纹另一自由表面上任意一点的积分回路。在给定位移 Δ



条件下, J 积分可由形变功率定义为

$$J = \frac{1}{B} \left(\frac{\partial U}{\partial a} \right)_{\Delta}$$

式中, B 为试样厚度; U 为外力通过加载点对试件作的功; a 为裂纹尺寸; Δ 为加载点位移。这种关系是试验测定 J 积分的基础。随着外加载荷的增加, J 积分的数值也增大。当开裂时 J 积分达到它的临界值 J_{IC} 。因此, 在弹塑性情况下带裂纹部件断裂判据是

$$J_I \geq J_{IC}$$

在线弹性或小范围屈服条件下, J 积分与 K_{IC} 有下式所示关系:

$$K_{IC} = \sqrt{J_{IC} E} \quad (\text{平面应力})$$

$$K_{IC} = \sqrt{\frac{J_{IC} E}{(1-\nu^2)}} \quad (\text{平面应变})$$

在弹塑性情况下则

$$J_{IC} = k \sigma_c \delta_c$$

随试样几何形状及应力状态不同, 因子 k 在 1.1 至 2.0 之间取值。由此, 可用较小尺寸的试样测定 J_{IC} 值, 然后换算出 K_{IC} 值。

裂纹扩展 一般带裂纹的构件从开裂到整体断裂, 要经历裂纹扩展阶段。对于火电厂用钢, 裂纹扩展实质上就是在机械力(单调增加的及往复交变的)、热能激活以及化学、电化学等因素单独或复合作用下, 裂纹尖端附近材料逐渐断开的过程。不同的断裂力学参量在相应范围内描述了裂纹尖端附近的应力应变场, 描述了构件的开裂及断裂, 因此, 也用它们来描述裂纹的扩展。裂纹扩展规律往往通过实验和理论相结合的方法获得。例如反映裂纹扩展速率(每周次或每单位时间内裂纹扩展的长度)与断裂力学参量的关系的就有

$$\frac{da}{dN} = C_1 \Delta K_I^{m_1} \quad (\text{对于疲劳裂纹扩展}), \quad \frac{da}{dt} = C_2 K_I^{m_2} \quad (\text{对于}$$

$$\text{应力腐蚀裂纹扩展}), \quad \frac{da}{dt} = C_3 J_I^{m_3} \quad (\text{对于蠕变裂纹扩}$$

展)等。式中 C_1 、 C_2 、 C_3 及 m_1 、 m_2 、 m_3 都是与材料、加载方式、介质和温度等有关的常数, 可通过试验测定, N 为周次; t 为时间。此外, 也用断裂力学量来表征裂纹几乎不扩展的条件, 这方面有: 疲劳裂纹扩展门槛值 $(\Delta K)_{th}$, 应力腐蚀裂纹扩展门槛值 K_{ISCC} , 以及蠕变裂纹扩展门槛值 J_{IC} 等。

断裂力学在火电厂的应用 主要应用范围: ①将断裂力学的材料特性指标 K_{IC} 、 δ_c 、 $\frac{da}{dN}$ 等作为衡量部件材料抗裂纹扩展、抗断裂能力的量度; ②评价有缺陷部件的运行安全性及预测使用寿命; ③分析部件材料的损伤断裂事故; ④用于制定部件无损检测缺陷评定标准等。

实例 1 一台 125 MW 容量汽轮机的转子内部存在缺陷。经超声波探伤, 缺陷尺寸远小于转子半径, 缺陷在转子内部, 断裂力学将此缺陷模型化为在“无限体”中的一个圆片状裂纹。运行等效应力 σ 与裂纹面垂直, 则转子发生脆性断裂的临界裂纹尺寸为 $a_c = \frac{\pi}{1} \times$

$$\left[\frac{K_{IC}}{\sigma} \right]^2$$

已知 $\sigma = 352 \text{ MPa}$, 转子材料断裂韧性数值分散带下边界的值 $(K_{IC})_{\min} = 1100 \text{ N/mm}^{3/2}$, 求得该转子的临界裂纹尺寸 $a_c = 7.7 \text{ mm}$ 。考虑到探伤误差和裂纹尺寸安全系数(分别为 3 和 2.25~4), 确定该转子所能允许的缺陷的当量尺寸应不超过 $\phi 3.8 \text{ mm}$ 。

实例 2 一个内径 1100 mm, 壁厚 114 mm 的锅炉锅筒, 在运行了 113000 h 和起停 3277 次后, 在管孔附近出现了裂纹。进行了水压疲劳试验。结果在低于屈服应力的内压下发生脆性炸裂。从断口上直接测得的轴向临界裂纹尺寸 $a = 312 \text{ mm}$ 。测得该锅筒材料 $K_{IC} = 3128 \text{ N/mm}^{3/2}$, 按半椭圆表面裂纹模型用断裂力学计算分析方法得到该锅筒发生脆性破裂的临界裂纹尺寸 $a_c = 320 \text{ mm}$ 。表明计算结果与试验结果比较吻合。

durable retaining

断裂韧性 (fracture toughness) 见断裂力学。

disrupting

断路器 (circuit breaker) 能承载、关合和开断运行线路的正常电流, 也能在规定时间内承载、关合及开断规定的异常电流(如短路电流)的开关设备, 是电力系统的保护和操作的重要电气装置。断路器的结构类型很多, 型式各异, 但基本上均由导电主回路、绝缘支撑件、灭弧室和操动机构几部分组成。

基本结构 包括: ①导电主回路, 通过动触头、静触头的接触与分离实现电路的接通与隔离。②灭弧室, 使电路分断过程中产生的电弧在密闭小室的高压力下于数十毫秒内快速熄灭, 切断电路。③操动机构, 通过若干机械环节使动触头按指定的方式和速度运动, 实现电路的开断与关合。④绝缘支撑件, 通过绝缘支柱实现对地的电气隔离。

分类 按灭弧介质和绝缘介质的不同, 断路器可分为多油式、少油式、压缩空气式、磁吹式、真空式和六氟化硫式等。此外, 在断路器的发展过程中还出现过水断路器。按照其他性质的不同, 断路器又可分为: 户内式和户外式, 能自动重合闸与不能自动重合闸, 手动、电磁、磁气动以及由液压或弹簧操动, 能频繁操作与不能频繁操作。按照用途不同, 断路器又可分为线路



断路器(这是基本类型),联络断路器,发电机断路器,矿用、船用和机车用的特制断路器等。按相数多少不同,断路器又可分为三相式和单相式。

水断路器 以蒸馏水作为灭弧介质和绝缘介质的断路器,其开断能力较小,介质容易变质,未能得到发展,适用电压限于10~35 kV。

多油断路器 以变压器油或专用断路器油作为绝缘介质和灭弧介质的断路器。多油断路器的用油量随电压等级的升高而剧增,10 kV级的用油量为数十千克,220 kV级的用油量可达40余t。多油断路器容易导致火灾、运输和检修不便,动作特性差。从20世纪50年代起就逐渐被淘汰。

少油断路器 仅用变压器油或专用断路器油作灭弧介质,对地绝缘采用支持瓷柱的断路器。少油断路器的用油量较多油断路器的大为减少,10 kV级的用油量仅数千克,220 kV级的用油量也只有数百千克。但少油断路器的电寿命较短,在额定短路开断电流下的连续开断能力仅为数次。

空气断路器 以压缩空气作为灭弧介质和绝缘介质的断路器。空气断路器开断能力强,动作迅速,能适应低温地区的户外条件。但它的噪声大,零件多,加工复杂,造价高,可靠性较差。因此,空气断路器除在少数寒冷地区仍被使用外,在其他地区已逐渐被淘汰。

磁吹断路器 以开断电流自身形成的磁场协助灭弧的断路器。磁吹断路器的开断能力较小,额定电压较低,价格较贵,但电寿命长,只适用于要求频繁操作而又能免除火灾危险的地区。

真空断路器 利用电弧弧区压力在真空环境中扩散灭弧的断路器。真空断路器的电寿命长,适用于频繁操作,在额定短路开断电流下可连续开断数十次甚至近百次不需检修,但价格较贵,开断时产生较高的截流过电压,生产技术要求较高,额定电压和开断能力都不高。

六氟化硫断路器 以 SF_6 气体作为灭弧介质或兼作绝缘介质的断路器。六氟化硫断路器有取代其他各类断路器的趋势,是当今断路器的主要发展方向。

历史及发展趋势 在1950年以前,电力系统中使用的断路器以多油断路器为主,其开断能力达20 kA,110 kV级的多油断路器为双断口,后来多油断路器的电压等级发展至380 kV。在1965年以前,以少油断路器和空气断路器为主,其开断能力达26.5 kA,110 kV级的为单断口,电压等级发展至500 kV。在1980年以前,以少油、空气、六氟化硫断路器为主,其开断能力达40~50 kA,220 kV级的为单断口,电压等级达750~1200 kV。目前,六氟化硫断路器及

其组合体——气体绝缘金属封闭开关装置(GIS)正在飞速发展,其开断能力达63~80 kA,380~420 kV级的为单断口,正在向500~525 kV单断口六氟化硫断路器发展。中国已达到的水平是:220 kV级的为单断口,开断能力达50 kA,电压等级达500 kV。为了适应电力系统稳定性的要求,断路器的开断时间已普遍缩短至40~60 ms,个别样品已达到20 ms。

断路器安装

断路器安装 (Installation of circuit breaker)

断路器灭弧介质或方法有油、压缩空气、六氟化硫、磁吹和真空等。工作电压3~500 kV。操动机构传动有气动、液压、电磁及弹簧等。安装工作要求做到几何尺寸准确,保证元件绝缘水平,传动操作正确可靠,导电部分接触良好。

安装前的准备工作 对运输途中可能受潮的部件,检查其绝缘情况,处理合格后再行组装。如:对绝缘油进行耐压试验;对准备充入灭弧室、罐体和绝缘支柱内的六氟化硫气体进行含水量检验;测量提升杆绝缘电阻、均压电阻、均压电容、合闸电阻,经试验合格后再行安装,此外还应对灭弧室、触头的传动活塞缸等解体检查其清洁度;压力表计及密度继电器均校验合格;对设备基座尺寸及地平做好复核。

断路器本体部件及操动机构安装 分散运输的本体部件的安装顺序是:底座安装,支持瓷套安装,灭弧室安装,操动机构安装。成套装置则整个吊装就位。此外还有空气压缩机安装,气体管道安装,控制电缆接线。装配程序按产品的编号及规定的程序进行。起吊时特别注意防止瓷套碰撞造成损坏。户外安装时要选择晴朗天气,施工场地周围用塑料布遮住,防止尘埃侵入而降低绝缘水平。安装相间水平连杆时要使断路器和操动机构间的传动拉杆和操动机构内工作缸活塞杆在一条直线上,运动灵活。管道路径尽量短,以减少损失,沿气流方向应有不小于5%的排水坡度。

调整试验 断路器及操动机构安装完成后,在灭弧室内充以介质,操动机构通电源或气源,进行断路器调整。先进行慢分慢合,目测检查有无卡阻现象,再进行额定工况下的分闸、合闸试验,同时测量行程和超行程,并调整在规定范围内。检查各断口的同期可用周波计数器法或示波器法。示波器法可同时测得同相各断口的同期值及三相分、合闸的误差值。测量分、合闸速度。对气路(压缩空气及六氟化硫气体)及油路要进行严密性试验并测定漏泄量,应符合规定。按规定进行绝缘耐压试验,项目有绝缘电阻测量、介质损耗角正切试验,直流漏泄试验、交流耐压试验。真空断路器灭弧室在触头断开时,在触头间施加高压检查灭弧室的真空



度。用压降法测量导电回路电阻值。

1. 断轴

断轴 (rupture and wreck of rotor) 高速运行的转子, 在轴的薄弱环节因裂纹扩展或过载塑性失稳, 使轴突然折断或转子飞逸的严重事故。断轴主要出现于汽轮机、发电机和给水泵运行中, 严重时还会造成机毁人亡的灾难。转子的薄弱部位有: 中心孔、锻件的宏观缩孔和夹杂聚结区、轴颈、轴身表面的沟槽、与叶轮套装的边缘和联轴器螺栓等, 断轴往往是从这些薄弱环节开始的。

断轴起因 主要是材料缺陷, 另还有腐蚀疲劳、疲劳损伤、过载损坏和热疲劳等几种。

材料缺陷 材料的断裂韧性低、脆性转变温度高或残余应力大时, 轴内的大块非金属夹杂、白点或龟裂成为裂源, 裂纹长大至临界尺寸, 发生突然的脆性断裂。这一类断轴破坏性极大, 不易事先发现事故征兆。断口为脆性, 往往具有沿轴向断裂的特征。主要起源发生于低压转子和发电机转子的中心孔。

腐蚀疲劳 在动应力和腐蚀介质的联合作用下产生裂纹导致断轴。裂源处往往有蚀坑, 裂纹走向为沿晶穿晶混合型, 并具有分叉特征, 往往发生于低压转子的套装叶轮的边缘。腐蚀性介质是 NaCl 和 NaOH 的水溶液。有时, 开裂的性质为应力腐蚀, 然后转变为腐蚀疲劳裂纹继续扩展。这类裂纹的扩展速度慢, 及时无损探伤可以发现, 能够防止断轴发生。

疲劳损伤 因装配不善、缺口应力集中严重和低周疲劳等原因, 使轴的薄弱环节疲劳损伤加剧而造成断轴。易发生疲劳损伤的部位有联轴器的截面突变处。断口具有典型的贝壳状花样。随着裂纹的长大, 轴的振动也增大。认真监测轴和轴承的振动, 可防止突然断轴。

过载损坏 因实际载荷超过材料的屈服极限, 使轴进入塑性失稳状态而断轴。如超速、轴系共振、油膜振荡、电气故障引起的巨大冲击扭矩和汽缸进水均会使轴的载荷明显升高。过载损坏主要发生于联轴器螺栓和轴颈处。断口周围有明显的宏观塑性变形, 而且轴承也会受到严重的损坏。断口具有静载损坏或低周疲劳断口特征。该类损坏是断轴事故中最严重的, 断裂过程极短而破坏性巨大。轴的塑性失稳和影响因素仍处于进一步研究中。

热疲劳 因机组起停或蒸汽温度大幅度变化, 使轴表面受到循环的热应力而造成断轴。它主要发生于高、中压转子第一级和前汽封处的轴段、转子表面凹槽等局部结构突变处。断裂具有多裂源和多裂纹的特征。裂纹扩展速度取决于裂纹尖端的热应力幅大小。轴的

热疲劳可能同时伴随蠕变损伤。

防止措施 主要是: ①选用优质大锻件材料, 为了降低锻件中的氢和氧含量, 应进行真空去气处理; 为了降低材料的脆性转变温度和提高断裂韧性, 应对锻件进行水淬火热处理; ②合理设计轴结构, 减小应力集中; ③改善机组的设计和运行, 防止轴系失稳、超速和汽缸进水, 还要防止导致轴颈损伤的电气故障和断路器误操作; ④采用高灵敏的探伤方法, 定量显示轴内部的缺陷及其发展, 并用断裂力学评估; ⑤对汽轮发电机组的轴系进行寿命在线监测。

2. 对流换热

对流换热 (heat transfer by convection; convective heat transfer) 流体与温度不同的物体表面直接接触而产生的热量传递过程。它是热传导与热对流这两种基本传热方式综合作用的结果, 也称对流传热。半个世纪以来, 由于工业实践的推动, 人们在这一领域开展了大量的科学研究工作, 它已发展成为传热学中的一个重要分支学科。

分类 对流换热取决于流体的物性与运动的情况, 而后又与流体运动产生的方式以及流动空间的几何形状与尺寸密切相关。按受力不同可将流体运动分为两种: 一种是由于流体内部温度差异引起的密度不同而形成的浮升力产生的运动, 称为自然对流; 另一种是由于风机、泵等所产生的机械力驱动的运动, 称为受迫运动。其相应流动下的换热过程分别叫做自然对流换热以及受迫运动换热。无论是受迫运动换热还是自然对流换热, 热量的传递都是靠分子运动产生的“导热”和流体微团之间形成的“对流”两种作用综合完成的。因此它与运动形成的方式、流体流动空间和换热表面的形状、尺寸以及表面状况、流速、流体的种类与物性参数 (如导热率、黏度、密度和比热容等) 等许多因素有关, 是一个受众多因素影响的复杂过程。

牛顿冷却定律 对流换热的强度遵循牛顿冷却定律, 它是 I. 牛顿 (Isaac Newton) 在 18 世纪初提出来的, 可用公式表述为

$$Q = \alpha (T_w - T_f) F \quad W$$

$$\text{或} \quad q = Q/F = \alpha (T_w - T_f) \quad W/m^2$$

式中 Q 表示面积为 F (m^2) 的物体表面与流体之间每秒钟交换的热量, W ; T_w 、 T_f 分别表示物体表面与流体的温度, K ; α 叫做换热系数, 表示 $1m^2$ 物体表面面积上, 当流体与表面之间的温度差为 $1K$ 时, 每秒钟传递的热量, $J/(m^2 \cdot s \cdot K)$ 或 $W/(m^2 \cdot K)$ 。 α 的大小反映对流换热的强弱。牛顿公式既没有揭示影响对流换热诸因素与 α 之间的内在联系, 也未给计算带来任何实质性的简化, 只不过把问题的复杂性转移到换热

热系数; δ_1 和 λ_1 为管子外表面上灰垢层的厚度和导热系数; δ_2 和 λ_2 为管子内表面上水垢层的厚度和导热系数。烟气对管壁的换热系数 α_1 可写成: $\alpha_1 = \xi (\alpha_c + \alpha_r)$, 式中 α_c 和 α_r 为对流换热系数和辐射热系数; ξ 为利用系数, 它是考虑由于烟气对受热面冲刷不完全而使吸热减少的修正系数。 α_c 与许多因素有关: 如气流的速度和温度、一定的线性尺寸、管子布置方式、受热面种类、烟气流经受热面的性质 (纵向流、横向流或斜向流) 以及流通介质的物理性质等。 α_r 与烟气温度的黑度及受热面外壁温度、黑度有关。综上所述, 传热系数是一个与过程有关的物理量, 其值取决于参与换热的两种流体的物理性质、运动状态、受热面的结构形式及布置方式等。

换热系数求解方法 α 与诸因素之间的内在联系有时可用一组复杂的偏微分方程式来描述。依靠数学分析来求解的方法统称为数学分析法。由于方程组很复杂,用分析法求解复杂的实际问题往往是很困难的。20 世纪 30 年代初, L. 普朗特 (Ludwig Prandtl) 提出边界层理论,他利用边界层概念将偏微分方程组简化后求解,开拓了对流换热向理论分析方向发展的道路。自 60 年代以来,由于大型电子计算机的推广应用,使数学分析法得到了迅速的发展,并进而发展成为数值分析解法。然而,由于工程中换热的复杂性,换热计算,特别是湍流换热的计算,仍主要依靠在相似原理指导下的实验研究法得出的各种换热准则关系式。由于近代测试技术的飞速发展,实验研究法还可用来深入地揭示流动与换热的机理。因此,愈来愈多的研究人员都是把数学分析法与实验研究法结合起来,去更有效地解决实际中的传热问题。

(2) 温差 Δt ($^{\circ}\text{C}$): 参与换热的两种流体在整个受热面中的平均温差。温差大小与两种流体相互间流动方向有关。如果一种流体的温度在受热面范围内保持不变, 则温差与两种流体相互间的流动方向无关。冷、热流体彼此反向平行流动的受热面连接方案, 称为逆流, 而彼此同向平行流动的, 则称为顺流。对于逆流或顺流时的平均对数温差可表示为: $\Delta t = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{\ln \frac{\Delta t_1}{\Delta t_2}}$, $^{\circ}\text{C}$

埃克特, 德雷克. 传热与传质分析. 阮青译. 北京: 学出版社, 1983 (Eckert E R G and Drake R Analysis of Heat and Mass Transfer. New York: Graw Hill, 1972)

Δt_1 和 Δt_2 为受热面两端温差中的较大和较小值,

在锅炉受热面中,除逆流和顺流连接方案外,还有串联混流方案(图1)、并联混流方案(图2)和交叉流方案(图3)等复杂连接方案。逆流时温差最大,顺流时温差最小,其他情况的温差则均介于两者之间,可用逆流平均温差 Δt_{L} 乘以一个小于1的温差修正系数 ψ 来计算,即 $\Delta t = \psi \Delta t_{\text{L}}$ 。

heating surfaces) 热量由受热面一侧的热流体以对流方式传给另一侧的冷流体的过程。锅炉对流受热面换热计算的基本方程为换热方程式和热平衡方程式。

换热方程式 换热过程中对流受热面传递的热量 Q 与冷、热流体间的平均温差 Δt 和受热面积 H 成正比, 换热方程式可写成: $Q = KII\Delta t$, kJ/h。锅炉对流受热面的换热计算, 通常以每千克燃料为基准, 因此换

热方程式又可表示为: $Q = \frac{KH\Delta t}{B_j}$, kJ/kg, 式中 B_j 为锅炉计算燃料消耗量, kg/h; 其余各项分别介绍如下。

(1) 传热系数 K [$\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{h} \cdot ^\circ\text{C})$]: 表示温差为 1°C 、受热面积为 1m^2 条件下每小时的传热量。对于锅炉中常见的各种光滑管受热面的传热系数均可用多层平壁的传热系数公式来表示:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\hat{\sigma}_f}{\lambda_f} + \frac{\hat{\sigma}_w}{\lambda_w} + \frac{\hat{\sigma}_n}{\lambda_n} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad \text{kJ} \cdot (\text{m}^3 \cdot \text{h} \cdot ^\circ\text{C})^{-1}$$

式中 α_1 和 α_2 为加热介质对管壁和管壁对受热介质的换

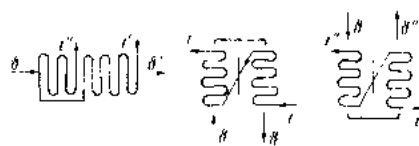


图 1 串联混流方案

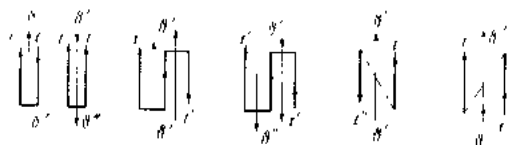


图 2 并联湿流方案

(3) 对流受热面积 F : 除了空气预热器外, 锅炉的其他对流受热面积均按管子外表面计算, 因为管外烟气侧换热系数远小于管内工质换热系数, 即 $\alpha_1 \ll \alpha_2$, 传热量主要取决于烟气对管壁的换热系数 α_1 。对于空

气预热器 α_1 与 α_2 数值相差不大, 对流受热面积按平均管径计算。如果接受辐射热, 对流受热面积应从总受热面积中扣除辐射受热面积。

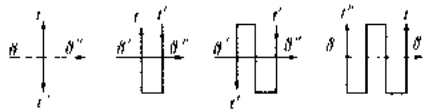


图3 交叉流方案

热平衡方程式 在热平衡方程式中, 烟气放出的热量等于工质(蒸汽、水或空气)吸收的热量。

烟气放出的热量

$$Q_g = \varphi (I' - I'' + \Delta \alpha I_{\text{漏}}) \quad \text{kJ/kg}$$

工质吸收的热量, 对于接受辐射热的对流受热面内工质吸热量应扣除辐射吸热量 Q_r , 则有

$$Q_{\text{wm}} = \frac{D}{B_j} (h'' - h') - Q_r \quad \text{kJ/kg}$$

对于不接受辐射吸热量的对流受热面内工质的吸热量为

$$Q_{\text{wm}} = \frac{D}{B_j} (h'' - h') \quad \text{kJ/kg}$$

式中 φ 为保热系数; I' 、 I'' 为受热面进、出口烟气焓; $\Delta \alpha I_{\text{漏}}$ 为漏风带入的热量; D 是锅炉负荷; B_j 为计算燃料量; h' 、 h'' 表示受热面进出口工质焓。

在稳定换热过程中, $Q_g = Q = Q_{\text{wm}}$ 。

根据热平衡方程式和换热方程式可以进行对流受热面的设计计算或校核计算。

设计计算方法 根据指定的烟温及受热工质的温度确定受热面的吸热量, 然后计算温差和传热系数, 再由换热方程式求出受热面积。

校核计算方法 先布置受热面, 然后计算受热面的吸热量。计算时, 先假设烟气出口温度和焓, 并按热平衡方程式求出受热面的吸热量和受热工质的出口温度, 接着计算传热系数和温差, 再按换热方程式计算受热面的吸热量。如果按热平衡方程式和换热方程式求出的吸热量之差不超过 2%, 则计算完成。

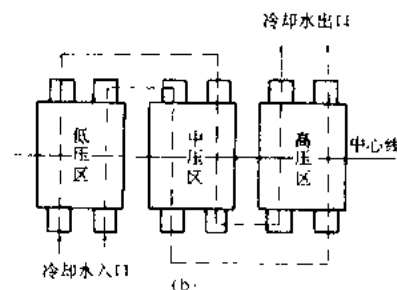
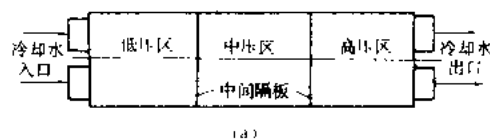
多壳式凝汽器

多压式凝汽器 (multi-pressure condenser)

用于多排汽口汽轮机, 由几个汽侧压力不同的独立壳体, 或单壳体汽侧被分隔成几个压力不同的独立汽室所形成的凝汽单元组成的凝汽器。它是在汽轮机单机功率增长和多排汽口采用单壳凝汽器的基础上发展起来的。它的特点是在相同的冷却水温度下, 可获得较单一压力凝汽器更低的平均压力, 从而增加汽轮机的功率。多压式凝汽器分隔成的汽室愈多, 其平均压力亦愈低。60 年代初首先在美国使用, 日本在引进技术的

基础上研制了液体自密封多压式凝汽器, 以后逐渐在全世界推广。

图为汽轮机六排汽口三压式凝汽器的结构示意图。凝汽器汽侧被分隔成高压、中压和低压三个汽室, 三个低压缸的六排汽分别进入高压、中压和低压汽室。但冷却水串行流过各汽室, 使各汽室形成不同的压力, 冷却水进口端形成低压, 另一端形成高压, 这种凝汽器的内部隔板还使低压、中压汽室底部的凝结水流到高压汽室底部, 通过托盘上的大量小孔漏下, 进入高压汽室内回热, 而后与高压汽室的凝结水一起汇集于热井, 由凝结水系统打入回热加热系统。从低压、中压汽室出来的凝结水进入高压汽室回热, 减少了高压汽室的冷源损失, 提高了凝汽器凝结水温, 可减少低压加热器的回热抽汽量, 有利于进一步提高汽轮机的热效率。一般说来, 多压式凝汽器较单压式凝汽器可使汽轮机组热效率提高 0.15%~0.25%。此外, 多压式凝汽器还可以减小换热面积, 减小冷却水量, 改善设备布置和运行。



多压式凝汽器示意图

(a) 单壳体; (b) 三壳体

在计算汽轮机采用多压凝汽器的收益时是以单压凝汽器作为计算基础的, 由于不同凝汽器的排汽参数和不同的凝汽器特性, 应考虑整个冷却水温运行范围, 以确定多压凝汽器的取舍。当水温较高、温升较高或循环倍率较低的情况下, 采用多压凝汽器有较大的效益。因此在冷却水温较高的地区, 在采用循环冷却水系统的地区或供水资源不足的地区, 宜采用多压式凝汽器。

多种燃料燃烧器

多种燃料燃烧器 (multifuel burner) 可以同时燃用气、油和煤或任意两种以上燃料的燃烧装置。多种燃料燃烧器有利于合理使用现有能源, 节约

燃料，在冶金、石油部门的锅炉上得到了广泛的应用。性质相近的油、气燃料由于配风相同，可共用一只燃烧器同时燃烧。性质不同的燃料在同一炉膛内，通过各自的喷嘴分开燃烧或交替燃烧以免造成燃烧不良。

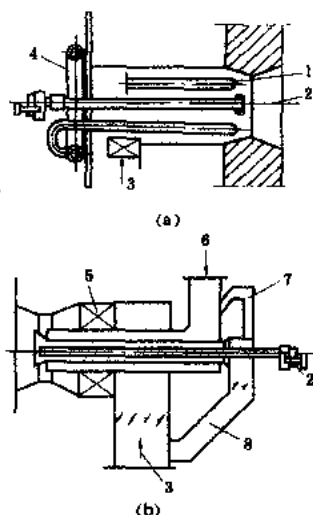


图1 旋流式多种燃料燃烧器
(a) 油、气混烧燃烧器；(b) 煤、油混烧燃烧器

1—气喷嘴；2—油枪；3—空气；
4—气集箱；5—旋流叶片；6—一次风；7—冷却风；8—中心风

多种燃料燃烧器有旋流和直流两种形式。它的布置与单一燃料燃烧器的布置相同。

旋流式多种燃料燃烧器 根据燃用燃料不同有油-气、煤-油及气-油-煤三种类型；前两种见图1(a)、(b)。这种燃烧器油枪布置在中心套管内，气枪多数采用多枪式布置在外围，但也有采用周向进气布置的（见油、气燃烧器）。若在煤-油燃烧器上加气枪或周向进气，则成为气-油-煤多种燃料燃烧器。一般不希望三种燃料同时使用。

直流式多种燃料燃烧器 能满足在同一炉膛内同时燃用性质不同的燃料的要求（见图2）。在同一组燃烧器中，下部布置油、气燃烧器，上部布置煤粉燃烧器，这样布置有利煤粉燃尽。

也有在直流煤粉燃烧器上方布置多管式煤气喷嘴，用来燃烧气体燃料。其结构是由数十只直管组成的气体喷嘴，布置在方形空气喷口内，空气在喷口出口处与可燃气体混合。

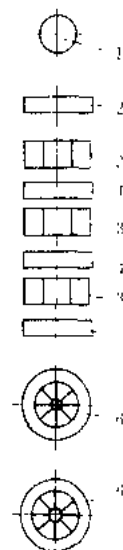


图2 直流式多种燃料燃烧器

1—三次风；
2—上二次风；
3—一次风；
4—中二次风；
5—下二次风；
6—可燃气体或油燃烧器

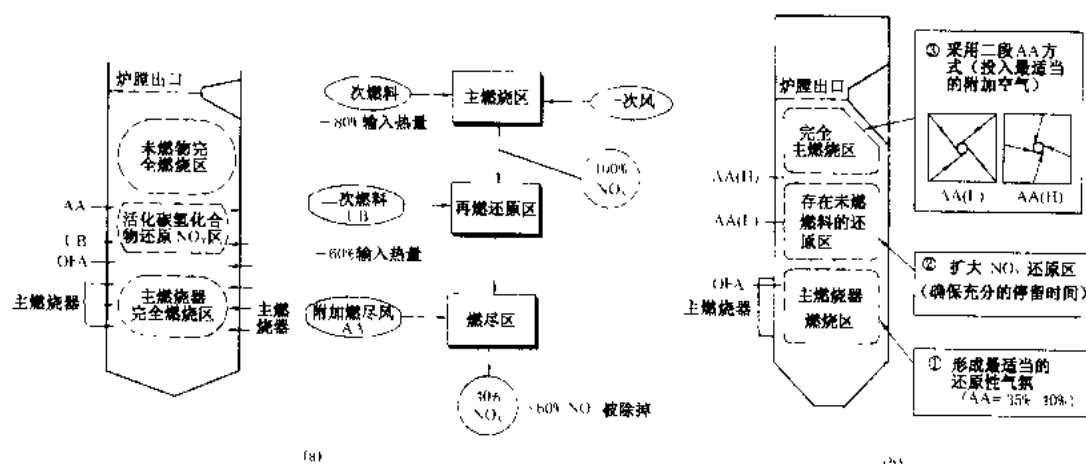
E

二次燃料再燃烧

(fuel reburning; fuel staging)

将燃烧过程分成三个区域：先将 80%~85% 的燃料（称主燃料）送入第一级燃烧区，在空气过量系数 $\alpha \geq 1$ 的条件下燃烧；其余 15%~20% 的燃料（称二次燃料或再燃燃料）从主燃烧器的上部送入燃烧室，在高温（ $>1200^\circ\text{C}$ ）和还原性气氛（ $\alpha < 1$ ）下燃烧（再燃区），使得在第一级燃烧区中生成的 NO_x 在该区

内还原成氮分子（ N_2 ）；最后在再燃区的下游通过喷口送入剩余的空气，形成第三级燃烧区（燃尽区），以保证再燃区中生成的未完全燃烧产物完全燃尽，如图（a）所示。这种燃烧方式称为二次燃料再燃烧或三级燃烧，又称燃料分级。是一种炉内还原 NO_x 的燃烧技术，原则上可用于燃用各种化石燃料锅炉，并且可以与一次燃料的低 NO_x 燃烧技术结合使用。影响其低 NO_x 效果的因素主要有：一次区的 NO_x 水平和燃尽度；二次再燃区的温度、停留时间和空气过量系数；二次燃料的反应活性。从炉膛上部引入的二次燃料宜选用易着火的燃料，既可以是与主燃料相同的燃料，也可以是不同的燃料。此外，还要求燃料含 N 量低，因为，天然气含 N 少，热值高，易于着火燃烧，又不需输送用气体（载气），是一种理想的二次燃料。目前，国外有的大容量切向燃烧煤粉锅炉三级燃烧系统中，以主燃烧器燃烧区产生的未燃碳氢原子团替代二次燃料，构成新的三级燃烧系统如图（b）所示。



二次燃料再燃烧原理图

(a) 外加二次燃料的再燃烧系统；(b) 无二次燃料的再燃烧系统

二次线施工

(installation of secondary and control wiring)

二次线系指控制室、开关室的各盘、柜及就地盘之间的盘间联络线，控制室与热工控制用的调节控制装置和操作机构间的连线等。二次线施工系指将电气设备的操作、测量、保护、信号、自动控制及调节等回路中的元件，按照图纸连接成互相关联并能执行对一次设备的工况进行监测和控制的完整通路的工作。二次线施工工序有：图纸核对、电缆接线及检查试验等。

图纸核对 二次线图纸包括原理接线图、盘、柜的端子排图，盘面布置图及电缆清册等，分别由设计院及

制造厂提供。有时复杂回路的设备由几家制造厂供货，图纸中的图形及文字符号的表示不尽一致，电缆的连接路线与实物核对可能有重复、漏项和走向不合理，所以开工前需先将有关图纸根据原理图逐一核对，发现问题及早解决，避免造成返工和浪费。

电缆接线 分电缆头制作、校线及排线接线三步。校线依线芯的绝缘分色或绝缘层上的号码确定两端的线芯编号，也可用校线器或电池灯校对，然后按照端子排图纸上的顺序号，将线芯套上标志头后接在端子排上；对多股线芯还需压接接线鼻子。

二次回路检查试验 分通电前试验和通电后试验。

通电前试验 主要是:①回路连接正确性检查。按照原理图对每个支路逐一用电池灯进行导通试验。对有并联回路者需将并联线拆开单独检查该支路,以防因中线而难于正确判断。已核对过的线路用颜色笔在图上标出,防止遗漏。②绝缘检查。用 500 V 或 1000 V 兆欧表测定每个回路的绝缘。绝缘电阻值一般要求不低于 1 M Ω ,在比较潮湿的地方允许降到不低于 0.5 M Ω 。绝缘电阻合格后用 1000 V 工频电压进行交流耐压试验。当回路绝缘电阻大于 10 M Ω 时,此项耐压试验可用 2500 V 兆欧表代替。若回路中带有电子器件,试验时应将其取出或两端短接。

通电后试验 主要是:①交流电压回路试验。从二次侧通入三相 100 V 试验电源,按图检查各端子排及电压元件上的电压值、相序及相位,确认电压回路接线正确。通电前用万用表测量线间电阻证明无短路现象;并将电压互感器二次绕组连线临时拆开并加警告牌,防止试验时在互感器一次侧出现高压。对 6 kV 及以下回路也可从一次母线上通入三相 380 V 电源检查电压

互感器二次回路,较为直观而且安全,但此时因一次回路电压很低,需用小量程电压表及相序表。②交流电流回路试验。从一次回路通入三相或单相电流,测量电流互感器二次回路电流,确认电流回路无开路、变流比及电流回路接线正确。当变流比大时,二次电流值只为毫安级,需用内阻小的仪表测量。③直流回路试验。通电前须将本回路与其他回路或已投入运行的回路的连线断开,以防通电时电压加到这些回路中去而发生事故。通电后按照原理接线图逐一试验回路中各元件的相互作用情况,并用短接继电器的触点模拟故障,检查回路的动作。④整组试验。将与二次回路有关的一次设备(如断路器、隔离开关等)连在一起试验,以检查在各种工况下二次回路能否对一次设备正确操作并反映它的各种工况。试验时为了不使其一次设备带有运行电压,应将隔离开关置于拉开位置并挂警告牌。

参考书目

何德康等编,电气二次回路安装和检验,北京:水利电力出版社,1986

F

发电厂的电气系统运行

发电厂电气系统的运行 (operation of electrical system in power plant)

发电厂电气系统是电厂生产工艺过程本身需要的动力源和产品(电力)的输出渠道,和电网具有直接的联系,在电厂占有极重要的位置。根据火电厂电气设备的分布,一般分为主系统(包括高压母线、输电线路间隔、发电机-变压器组等)和厂用电系统(包括高压厂用工作变压器和备用变压器、高低压厂用电母线及其出线等)两大部分,电气系统应具有:①正确和合理的一、二次运行方式;②准确和合理的继电保护及自动装置的整定配合,电气系统管理属于电厂基础管理,必须始于新厂的生产准备阶段。

新建电厂必须由建设单位在生产准备阶段向电网调度部门提供电厂主接线图及有关主设备的参数,由调度部门计算电厂主母线短路容量值并确定线路、主母线及主设备的系统定值。电厂则根据这些资料和厂内可能发生的各种电气运行方式,在厂用电受电之前,计算出厂内所有电气元件和高、低压系统各断路点的继电保护和自动装置整定值,提出整定方案并经电厂总工程师审核批准,交由基建单位完成现场的整定校验工作。除此之外,还要正确做到直流系统各级熔丝的整定配合。

电厂运行部门应根据电厂在电网内的特点和电厂主接线的具体情况以及上级调度部门编制的调度规程编制电气系统运行规程。其内容一般包括:运行方式、频率和电压的调整、事故处理的一般原则以及典型事故的处理预案、电气系统的倒闸操作等。

运行方式 包括:①电厂主系统和厂用电系统运行方式的基本原则;②继电保护整定配合的规定;③保证系统静态、动态稳定的现场规定;④输电线路重合闸的使用规定;⑤厂用电系统备用电源自合闸的使用规定;⑥过电压防护和雷季运行方式的规定等。

绘制和确定正常的和可能发生的各种特殊系统运行方式,充分考虑各种检修预案和故障预案。主接线运行方式一般应考虑以下原则:①电源点和线路应比较

均衡地分布在不同的主母线上运行,这样,当可能分列运行时,能保证各段母线上都有电源和负荷,不致造成透平发电机甩负荷;②高压侧中性点接地的主变压器应保证各段母线上都接有一台,这样,当可能分列运行时,能保证运行系统不至于变为中性点不接地的系统;③如果电厂有不同等级供电电压的母线,则两个电压母线之间的联络变压器也应分接于正/副母线;④多台带有厂用电支接的非单元制发电机-变压器组,其高压侧应分接于不同的母线,以减少系统故障对厂用电的影响范围;⑤主接线的运行方式,无论是正常方式或是检修特殊方式,都应保证高压备用厂用变压器的电源容量能满足厂用电的自启动容量;⑥运行方式必须满足过电压防护的规定,执行调度所制定的雷季运行方式,计算和绘制过电压防护图,验证应具备的保护范围。

厂用电系统运行方式最重要的是严格执行厂用电自保的原则。所谓“自保”,就是指本机组所用的厂用电必须由本机组供给,这就保证了当某台机组故障,影响的是本机组的厂用电,不致影响到其他机组的正常运行。这对于采用单元制的机组容易实现。对某些采用母管制的老电厂,应根据热力系统的布置,将锅炉、汽轮机、发电机的辅机电源按自保的原则进行合理布置,尤其是循环水泵、凝结水泵、发电机水泵、空冷泵等重要辅机电源都应由本机组支接的厂用电源供电,而且应和热力系统运行方式相一致,例如本机组循环水应由本机组供电的循环水泵供水等等。电气和热力系统之间要做到相互协调。

继电保护的准确整定和配合是保证迅速切除故障而同时不发生越级跳闸、误动、拒动造成扩大事故以及保证系统静稳定和动稳定的重要手段。其目的是保证无论在电网故障、厂内故障、母线故障、单个设备故障、公用系统故障、区外故障、设备内部故障以及在正常运行方式、检修特殊方式等各种情况下,都能使故障的波及范围缩至最小,防止事故扩大,防止发展到严重的全厂停电事故。继电保护定值应视需要配合一次方式的变更做出临时调整。保证系统稳定的现场规定应对发电机的复式励磁、强行励磁、自动电压调整装置、线路的速断保护和重合闸装置、母线差动保护等的投用和停用做出明确规定。

特殊方式下,和制定的原则有抵触时,应有具体的特殊措施和事故处理方案。

频率和电压的调整 其依据是调度所制定的调度规程、下达的出力曲线和电压调整曲线。对频率的调整须视本厂的调频职责而异。

系统事故处理的基本原则 应强调按照调度指挥系统在调度员的指挥下进行,电厂值班为厂内事故处

为 6388 元/kW。由于价差预备费、建设期贷款利息与国民经济发展情况、物价上涨情况、利息变化情况有关,而这些因素往往具有不可预见性,因此从 1995 年起对工程概算执行“静态控制、动态管理”的政策,即控制静态投资在批准的额度以内,动态投资则可根据实际情况进行调整。

发电机保护 (generator protection) 见透
平发电机继电保护。

发电机电压配电装置 (generator voltage switchgear installation) 单机容量为 50 MW 或以下的火电厂或工业企业自备热电站中, 以发电机电压向附近企业或车间供电的配电装置。在中国该容量发电机电压为 6.3 kV 或 10.5 kV。

发电机电压的电气设备主要为屋内型，设备布置可为装配式，也可采用成套开关柜，故发电机电压配电装置为屋内型配电装置。

发电机电压配电装置主要特点为出线回路数多、短路电流大。机组容量在 25 MW 及以上时,一般采用双母线接线。母线按连接机组台数分段。为限制短路电流,首先装设母线分段电抗器,使出线和用户侧能采用价廉的轻型断路器。如分段电抗器还不足以限制短路电流,则在出线回路装设电抗器。由于出线回路数一般都较多,有时可用一个间隔装一个断路器和一个电抗器带 2 副出线隔离开关,向两个不同用户供电。双母线出线带电抗器的配电装置一般采用两层布置,如图 1 所示。

• 133 •

单机容量为 12 MW 及以下的小型电厂, 一般采用单母线或单母线分段接线的成套开关柜(如图 2 所示)。成套开关柜可为固定式或手车式, 后者断路器装在手车上, 可以抽出检修, 而用备用手车代替。手车上有隔离开关触头, 代替断路器两侧的隔离开关。

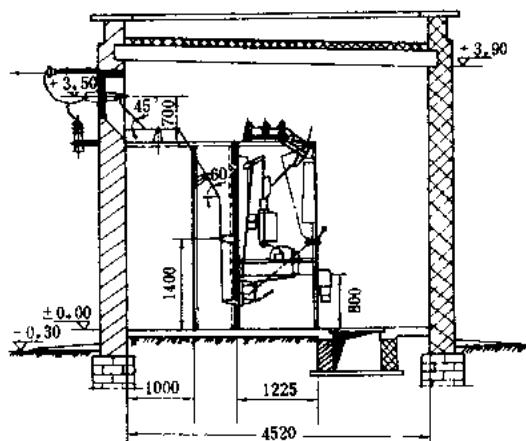


图 2 单层固定式开关柜发电机电压配电装置断面图

目前成套开关柜中主要装设真空断路器或 SF_6 断路器, 其额定电流为 630~4000 A。开断短路电流为 16~31.5 kA 的, 可以用在单机容量小的电厂。开断电流为 10~50 kA 的, 可以用在大型热电厂中。

发电机断路器

(generator circuit breaker)

直接接在发电机出口回路的断路器。发电机断路器被广泛地应用于火电厂、核电厂、燃气轮机电厂、水电厂和抽水蓄能电厂中。发电机出口接有发电机断路器的电气接线方案可参见电气主接线。当发电机双绕组变压器组接线中装有发电机断路器时, 可直接用厂用工作变压器作为起动电源, 免除了发电机并网后厂用电源从厂用起动/备用变压器切换到厂用工作变压器的操作(见厂用电接线), 不但有利于减少起停频繁的发电机组的操作, 还增加了一个从系统引接的独立的厂用电源, 从而提高了厂用电系统的可靠性。这对核电机组的安全运行是至关重要的。对常规火电机组, 当技术经济合理时也可采用。目前制造厂能提供的成熟产品额定电压为 10~36 kV, 额定电流最大已达 42 kA, 冷却方式按额定电流不同有自冷、强迫风冷和水冷等; 额定对称开断电流为 110~225 kA。断路器的结构可分立式和卧式两种。当额定电流为 6000 A 及以下, 连接引线不采用封闭母线, 断路器结构采用立式, 相应开断能力较小; 当额定电流在 6.3 kA 及以上, 为了避免大电流产生的磁场对周围环境的影响, 发电机的主引

出线要采用离相封闭母线, 因此断路器的结构为卧式, 其外壳亦为分相封闭, 相应的开断能力亦较大。(参见彩图插页第 35 页 73 图)。

发电机断路器的灭弧介质有少油、压缩空气和 SF_6 三种。少油式用于 6000 A 及以下的立式断路器, 压缩空气和 SF_6 则用于卧式断路器。当用压缩空气灭弧

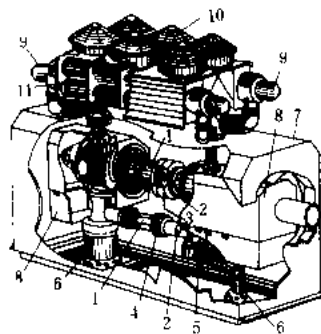


图 1 压缩空气型发电机断路器

1—动触头; 2—静触头; 3—主灭弧室; 4—辅助灭弧室; 5—并联低值电阻; 6—支持绝缘子; 7—外罩; 8—消音器; 9—内通风机; 10—风扇; 11—散热器

时, 每相断路器由一个主灭弧室和一个带并联电阻的辅助灭弧室组成, 当主灭弧室动触头分开后, 电流通过并联电阻由辅助灭弧室切断。当断路器作为负荷开关使用, 仅需切断额定电流而不切断短路电流时, 可取消并联电阻及辅助灭弧室(见图 1)。当采用 SF_6 时, 利用纵吹灭弧, 不需辅助灭弧室和并联电阻, 由于灭弧触头分开时有电弧电阻存在, 这有利于

于短路电流直流分量的衰减, 使电流过零时开断(见图 2)。

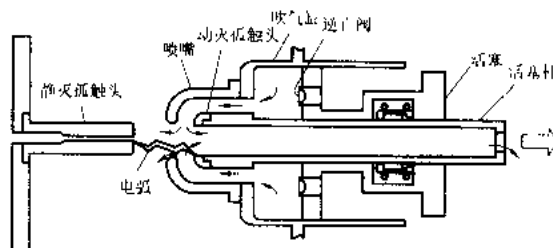


图 2 SF_6 发电机断路器灭弧原理图

发电机断路器有下列特点:

(1) 从系统电源提供或从发电机电源提供短路电流时, 其直流分量是不同的。前者的不对称度为 75% 以下, 后者可为 110%。因此其相应的对称开断电流是不同的。

(2) 从不同电源提供短路电流时, 其暂态恢复电压率是不同的。从系统提供短路电流时, 按变压器的容量不同, 其暂态恢复电压率为 3.5~6.0 kV/ μs ; 由发电机提供短路电流时, 按发电机容量不同, 其暂态恢复电压率为 1.6~2.2 kV/ μs 。

(3) 反相开断能力必须满足相位差为 90°时, 能开断 50% 额定开断电流。有的制造厂的产品可提供发电

机断路器 180°反相开断能力。

(4) 机械寿命一般要求是在一个检修期内能保证进行 1000 次无电流开合操作,或开断额定电流 50 次。对于需要经常起停的机组,上述操作次数是偏少的,现已有无电流开合 10000 次,额定电流开断 600 次,或额定短路电流开断 5 次的成熟产品供应。

发电机电环用钢

发电机护环用钢 (steel for generator retaining ring)

护环通常用热套方法套装在发电机转子两端,以压紧导线防止向外飞脱,也称为套箍。护环为锻件,所用钢要求有高的强度,良好的塑性和最小的残余应力,并应具有低的导磁率,以防止端部因漏磁造成损耗与运转中产生涡流。故护环用钢应选用高强度奥氏体钢。为提高奥氏体钢的强度,护环锻件以固溶处理后进行半热变形或冷加工强化和沉淀强化等工艺,成形后锻件需经消除应力退火,以减少残余应力。

护环常用的钢种有 MnCr、MnCrN、MnNi、MnCrNi、MnCrWN 等系列。如功率在 50 MW 以下的发电机护环用 40Mn18Cr3, 50 MW 以上用 50Mn18Cr4、50Mn18Cr4N 及 50Mn18Cr4WN 等。中国在大容量机组中使用较多的护环钢是 50Mn18Cr4WN,该钢在强度、塑性韧性及导磁率等性能上均能满足要求,但长期使用中易产生应力腐蚀而导致护环破坏甚至飞裂。为防止护环在使用中产生的应力腐蚀,使用了具有抗应力腐蚀能力的发电机护环钢 18Mn-18Cr-0.5N,用于新机上或在旧机上替代原有的 50Mn18Cr4N 及 50Mn18Cr4WN 等护环。实际运行证明,18Cr-18Mn-0.5N 钢具有良好的在发电机运行环境中抗应力腐蚀的能力,强度也高。其缺点是在 150℃以上时强度下降很快,在热亚氯酸溶液中仍有腐蚀现象。

发电机铁芯用钢

发电机铁芯用钢 (steel for generator stator core)

发电机定子中形成主磁通路的铁芯的一种软磁材料,通常用含 0.8%~4.8% 硅的硅钢轧制成薄片并经热处理使用。电机工业中通常使用的硅钢片厚度为 0.35 mm 和 0.50 mm。为减少涡流损失,在铁芯每一片扇形硅钢片上,都涂有一层薄的绝缘漆。铁芯用钢应具有的性能是高磁感应强度,低铁损,冲切性能好。对制成的硅钢片还要求表面平整、厚度均匀、叠装系数大、漆膜的黏着性和抗老化性好。

交流发电机铁芯使用三种硅钢片,即热轧、冷轧无取向和冷轧单取向硅钢片。热轧硅钢片为一次快速热轧和氢气保护下成垛退火方法制造;冷轧无取向硅钢

片以钢坯或连铸坯先热轧后冷轧成形,其磁性性能、表面质量、填充系数和冲切性能等均优于热轧硅钢片;冷轧单取向硅钢片则有高晶粒取向,(110)晶面的[001]方向,以使其铁损等磁性性能更好。中国对硅钢片的牌号以铁损值和板公称厚度的 100 倍标记,并有代表品种的拼音字母:如 DR 表示热轧硅钢片;W 表示冷轧无取向硅钢片;而 Q 表示冷轧单取向硅钢片。一般发电机通常采用热轧硅钢片。中国的容量为 100 MW 以上的大型发电机采用板厚为 0.35 mm 含硅量为 3.0% 的冷轧硅钢片以减少铁损。关于取向问题,通常认为如轭部磁通顺硅钢片轧制方向则铁损最小,但实际上如就铁损和刚度全面考虑,尚有不同的看法和实践。

发电机效率

发电机效率 (efficiency of generator)

发电机输出功率与输入功率以百分率表示的比值。不特别注明时系指额定工况时的数值。由于有不可避免的损耗,发电机的输出功率总是小于输入功率,一般小容量同步发电机的效率为 85%~92%;大、中容量同步发电机的效率为 95%~98% 或以上。发电机运行时,存在铜、铁、杂散负载及摩擦通风等多种损耗。

铜损耗 包括定子绕组和励磁绕组的电阻损耗。

铁损耗 由下列部分组成:①在定子轭部和齿部由正弦交变主磁通引起的磁滞及涡流损耗;②由于定子槽和转子槽位置相对变化引起齿部磁通脉振而产生的脉振损耗;③由于定子槽和转子槽引起的气隙磁通脉动而分别在转子和定子表面产生的损耗。

杂散负载损耗 是发电机在负载状态下产生的附加铜损耗和铁损耗,包括:①杂散铜损耗,由槽漏磁引起定子绕组导体中电流集肤现象而增加的铜损耗和因绕组中互相并联的各股线处于槽漏磁场的不同位置而产生循环电流而增加的定子绕组杂散铜损耗;②杂散铁损耗,包括由定子和转子磁动势的高次谐波和齿谐波分别在转子和定子表面产生的磁滞涡流损耗和由于定子线圈端部漏磁场在周围金属构件中产生的磁滞涡流损耗,对凸极电机还包括合成气隙磁通中较大的二次谐波分量所产生的定子齿部脉振损耗。

摩擦和通风损耗 包括:①轴承摩擦损耗;②集电环摩擦损耗;③风扇损耗及通风系统损耗;④转子表面通风摩擦损耗。

计算效率时,输出功率等于输入功率减去以上各项损耗的总和。近年来对大型透平发电机降低损耗、提高效率的措施主要如下:①定子绕组采用多股绝缘导线,并且在槽部进行 540°换位和端部进行 180°换位,以减少涡流损耗和由于线股处于漏磁场的不同位置而引

起的线股间的环流损耗；②定子绕组端部采用非金属材料予以固定，定了铁芯端部采用磁屏蔽环和磁分路以减少端部绕组漏磁通引起的附加损耗；③采用氢气冷却，并采用合理的转子冷却通风方式，如气隙取气等，以提高冷却效率和减少通风损耗。

· 110 · yin chuxian bu zhi

发电机引出线布置 (arrangement of generator leads)

发电机引出母线及其出口回路的断路器(或负荷开关)、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器和发电机中性点设备等,为了连接和运行方便,一般均集中布置在发电机基座与厂房外侧墙之间。发电机励磁回路的整流柜、励磁灭磁屏、灭磁电阻(当为自并激励磁系统的励磁变压器)等设备一般也安装在这里,与升压变压器接成单元的中、小容量发电机一般设有出线间,其内还包括厂用分支回路的断路器、隔离开关、电流互感器和电抗器等设备。根据发电机的型式、容量、机组在汽机房内的布置形式(纵向或横向布置)以及设备的多少等不同情况,出线间有单层和双层结构之分,甚至还有设两个小间的,一个设在发电机基座端部,另一个设在与其相对应的主厂房前排柱侧,两者用母线桥相连接。

大容量发电机的出线布置 由于大容量发电机引出线一般采用离相封闭母线,与封闭母线配套供应的发电机出口回路电流互感器、电压互感器、避雷器、电容器等均安装在分相封闭的抽屉式金属柜内,如有断路器(或负荷开关)、隔离开关时,亦为封闭式结构,发电机中性点设备(消弧线圈或接地变压器、接地电阻等)亦安装在封闭的金属柜内(参见发电机引出线及设备附图)。这些设备带电部分均被封闭在接地的金属外壳内,不会引起人员触电,因此,出线一般为敞开式布置。有些工程设置封闭式小间,主要是为了布置励磁回路的设备。

中容量发电机出线布置 直接与发电机电压配电装置母线连接的发电机,由于出口处无断路器出口断路器装在发电机电压配电装置和厂用分支回路,设备比较少,因此一般只在机端设一个两层结构的封闭小间,上层布置引出母线、电流互感器及隔离开关等,底层布置电压互感器及励磁回路设备等。对于与升压变压器接成单元的发电机,由于发电机出口有断路器、厂用分支回路设备等,设备比较多,需要面积比较大,布置也比较复杂,因此,一般除在机端处设一个两层的小间外,往往在相对应的主厂房前排柱侧还设有一个两层的小间,两小间用母线桥相连接。一般将大型断路器和电抗器等较重设备布置在底层,而其他设备则根据安装连接和运行维护的方便进行合理的布置。

· 136 ·

小容量发电机出线布置 由于多为直接与发电机电压配电装置母线连接,设备比较少,而且多为轻小型设备,或者采用开关柜形式,因此,一般只在机端设置一个单层的封闭小间进行布置。

· 110 · yin chuxian ji she bei

发电机引出线及设备 (generator main leads and associated equipment)

从发电机出线端子到升压变压器或发电机电压配电装置之间的电气主回路引线及设备以及发电机中性点设备。它主要包括发电机引出线、发电机断路器、发电机出线侧和中性点侧的电流互感器、发电机出线侧电压互感器及过电压保护装置、中性点侧接地设施或过电压保护装置等;当发电机与升压变压器成单元连接时,还包括厂用分支引线及设备。

发电机引出线 发电机引出线通过发电机的全部电流,根据发电机容量的不同采用不同的引出线型式,中小容量发电机一般采用敞露母线、组合导线或电缆,大容量发电机一般采用离相封闭母线。

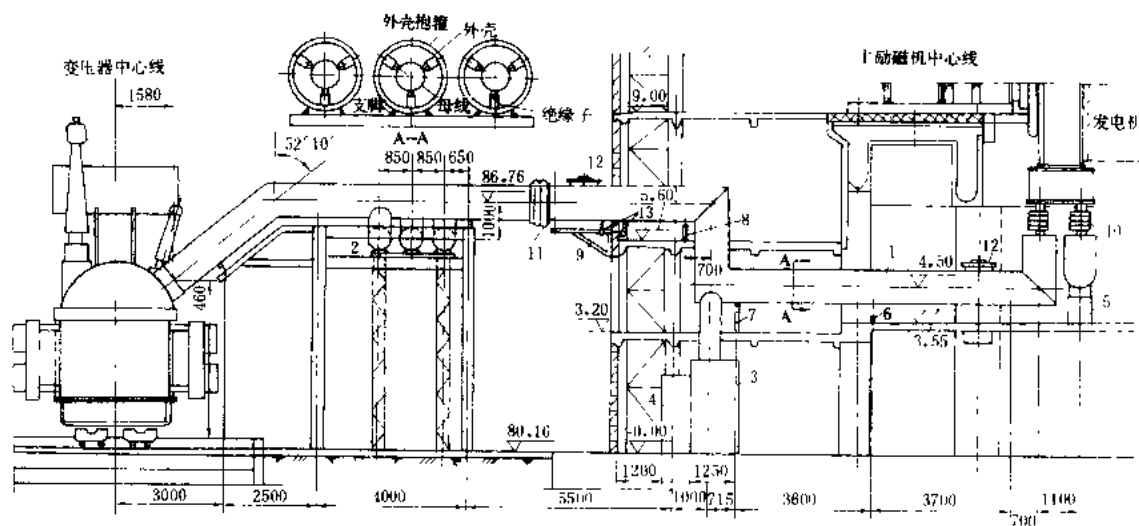
敞露母线 一般是把成型的母线导体用固定金具固定在绝缘子上,相间不设任何固体隔离物,结构简单、有色金属消耗量少、造价低;但绝缘子易受环境污染,而且附近钢结构有感应损耗发热,因此一般常用于电流不太大的中、小容量发电机引出线。为了提高安全可靠,一般用网栏或无孔板将三相母线围封起来。

组合导线 一般指用耐张绝缘子串将每相由圆环支撑的多根软导线组成的空心导线束,悬挂于构架上的屋外大电流架空线,其两端经过终端装置与设备连接。它有结构简单、附加电能损耗小,施工安装和运行维护方便、造价和运行费用低、安全可靠较高,布置方便等优点,因此,常用于中、小容量发电机引出线的屋外较长距离部分。

离相封闭母线 每相导体设有单独的由铝或铝合金制成的圆筒形密封外壳,三相外壳之间互相分离,导体由支持绝缘子固定在壳内的中心位置上。这样基本上杜绝了相间短路的可能性,并降低了导体所受的电动力,从而提高了运行的可靠性。按其外壳连接方式不同,分为外壳分段绝缘式、外壳全连式和外壳接饱和电抗器式三种。①外壳分段绝缘式各单元外壳段之间彼此用绝缘密封连接,每段外壳只在一点接地。这种型式的封闭母线未能解决壳外附近钢结构感应损耗发热问题,因此目前一般已不再采用。②外壳全连式(见图),其外壳各段之间是在现场焊接起来的,在两端用短路板把三相外壳焊接起来并接地,使其形成连续的电气环路。这样当母线导体通过电流时,外壳感应出与母线

电流几乎大小相等、方向相反的环流,屏蔽了壳外磁场,从而解决了附近钢结构感应损耗发热问题,导体所受短路电力也大为减少(只有无外壳时的20%~30%),因此是目前采用最广泛的一种。③外壳接饱和电抗器式,外壳的一端各相经一速饱和电抗器连接在一起再接地。饱和电抗器在正常运行时处于非饱和状

态,借以增加外壳回路的电抗,减少外壳环流损耗,但附近钢结构感应电能损耗却有所增加,而且增加了电抗器的电能损耗和投资,多数认为是不经济的,因此未得到广泛推广采用。封闭母线的冷却方式有自然冷却式和强制通风冷却式两种。大容量发电机采用后者通风冷却一般利用外壳作为通风道。



发电机-变压器离相封闭母线布置图

1—发电机主回路封闭母线; 2—厂用分支封闭母线; 3—发电机出口电压互感器柜; 4—避雷器柜; 5—中性点电压互感器柜; 6、7、8、9—封闭母线支架; 10—电流互感器; 11—波纹管; 12—检查孔; 13—吸潮器

发电机引出线一般装有隔离设施,中小型机组采用隔离开关,当采用离相封闭母线时则装有可拆卸的连接片或电动操作的隔离开关。

电流互感器 用于发电机的测量、保护和电压调节器。中小容量机组可用常规的电流互感器,除了准确级别和二次负载要满足要求外,还要验算电流互感器在短路时的热稳定和动稳定。大容量机组的电流互感器一般采用环形铁芯,可装在发电机出线套管上或与离相封闭母线配套,发电机引出线贯穿其中,因此可不验算短路时的动、热稳定。

电压互感器 电压互感器用于发电机的测量、保护、电压调节器和同步装置。中小容量机组用三相或单相电压互感器;大容量机组则用单相电压互感器分相配置与离相封闭母线配套。电压互感器的保护熔断器必须能满足切断该点短路电流的要求。

过电压保护装置 由旋转电机用的避雷器和电容器组成。是否需设置则根据过电压保护要求而定。避雷器的对地持续运行电压必须满足可能出现的发电机出线对地最高运行电压的要求;电容器宜设置熔断器作短路保护。当发电机与架空线路有电气连接时,发电机中性点还装有旋转电机用避雷器。

中性点接地设施 当发电机电压系统的单相接地

电容电流大于表列规定数值时,发电机电压系统将采用消弧线圈接地以补偿电容电流或高电阻接地以限制接地时的过电压倍数。此时发电机中性点将经消弧线圈接地或经二次侧接有高电阻的变压器接地。其容量决定于发电机的电压和接地电容电流的大小。

发电机断路器 见发电机断路器。

发电机接地故障电流允许值

发电机额定电压 (kV)	发电机额定容量 (MW)	中流允许值 (A)
6.3	≤50	4
10.5	50~100	3
13.8~15.75	125~200	2
18~20	≥300	1

注:对额定电压为13.8~15.75 kV的氢冷发电机接地故障电流允许值为2.5 A。

发电机的转子用钢

发电机转子用钢 (steel for generator rotor)

透平发电机转子由大锻件制造。该锻件用钢要求有良好的常温综合力学性能,良好的淬透性,较低的脆性转变温度,良好的导磁性。随着发电机组单机容量的不

断提高,发电机转子的尺寸也增大,对力学性能(以屈服强度为代表)的要求也越高。例如大型发电机转子的轴身径向屈服强度要求大于 560 MPa。特别把脆性转变温度作为转子的验收项目。因如在低于脆性转变温度下运转,在转子应力集中处,就有可能发生脆性断裂的危险。

发电机转子用钢可根据其截面尺寸大小及力学性能进行选择。Cr-Ni-Mo 钢淬透性好,适用于 σ_s 要求在 500~600 MPa、截面直径在 1200 mm 以下的转子。大型转子也用含钒的 Ni-Mo-V 及 Ni-Cr-Mo-V 钢。Ni-

Mo-V 钢具有高的强度和良好的韧性,淬透性较好,对回火脆性不敏感。Ni-Cr-Mo-V 钢含 Ni 有 2%、2.8%、3.5% 三级。含 Ni 2% 的广泛用于直径 1000 mm 以下的转子,含 Ni 3.5% 的 Ni-Cr-Mo-V 钢较普遍地用于大容量发电机转子。这些钢有比较好的强度和韧性的配合。钢的 Ni 含量增加,强度和韧性也升高,但对回火脆性较敏感,且容易形成粗大奥氏体晶粒。为保证 σ_s 值,降低偏析,改善锻件的韧性,避免激烈淬火时开裂,大型转子用钢的含碳量一般限制在 0.3% 以下。下表为中国常用的容量大于 100 MW 的发电机转子用钢。

中国容量大于 100 MW 发电机转子用钢

钢 号	化 学 成 分 (%)									应用于发电机转子的 发电机容量 (MW)
	C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Mo	V	
34CrNi3Mo	0.30~ 0.40	0.50~ 0.80	0.17~ 0.37	≤ 0.035	≤ 0.030	0.70~ 1.10	2.75~ 3.25	0.25~ 0.40		100; 125
26Cr2Ni4MoV	≤ 0.28	≤ 0.60	0.15~ 0.30	≤ 0.018	≤ 0.015	1.25~ 2.00	3.25~ 4.00	0.20~ 0.50	0.05~ 0.13	100; 125; 200; 300; 600

tuomen jianxiu

阀门检修 (valve repair) 阀门是火电厂控制和调整设备运行的重要部件,按其作用的不同,品种繁多,分布面甚广。运行中阀门受工质的冲刷和热应力及其他外力的影响,易产生磨损、冲蚀、腐蚀、泄漏甚至破裂损坏等,必须定期予以检修。阀门(连同执行机构)的检修工作,应随主机的检修同时进行。内容包括检查和修理已损伤的部件,更换垫片和密封填料及执行器膜片等。阀门检修人员必须了解阀门的结构和工作原理以及拆装的要求。检修前,应确认与其连通的所有压力管道已经可靠地隔断,阀体残存压力已消失,并采用充分的防护措施以防发生设备或人身事故。阀门检修后应进行严密性的水压试验,其允许的漏泄量应达到原制造厂规定的要求。由于电厂内的阀门数较多,检修工期有限。对有些阀门应有一定数量的备品,以便轮换使用,避免延误工期。换下的阀门在非检修时修好作为备用。

阀门检修的特殊工艺是阀座和阀塞的研磨。由于阀座与阀塞受工质的冲刷或异物进入而使之接触不严密,引起泄漏(内漏),影响正常工作。在球型阀门中,金属阀塞对金属的阀座之间允许有轻微渗漏,如果泄漏量超过允许限度时,阀门失效,则需用研磨的方法加以改善,损伤较重的可用车床先车削再研磨。研磨前先要将阀门解体,在阀座与阀塞之间涂上研磨砂,然后转动阀塞与阀座研磨,使二者接触面相互吻合不留空隙。市场上有许多研磨砂可供选用,或用 600 粒度的碳化硅与固化植物油脂配制研磨剂。研磨时,阀座上应涂上白铅油,以防过磨或擦伤。在有笼套结构的阀门中,应使笼

套和阀座正确就位并使阀塞和阀座环对直后进行研磨。在有双口的阀体上,上环一般比下环磨损得快些,在这种情况下,下环继续使用研磨砂和白铅油研磨,而上环仅使用抛光胶(风化石粉与油混合)研磨。如果其中一个仍然泄漏时,在不漏的阀座上多用点研磨砂而另一环上用抛光胶,直到两个阀座环能够同时与阀塞严密接触不漏为止。研磨时不应使另一阀座处于干燥状态。研磨完结后,清扫阀座表面再重新组装,并作泄漏试验,如果泄漏量过大,应重复研磨。损坏严重研磨不能修复的阀座和阀塞应予更换。现代大型阀门有专用的研磨机,各种型式的研磨机都应按规定正确使用,以提高劳动效率。

许多常规的滑动阀杆阀门使用带丝扣阀座环,当座环表面受到损伤时,应予更换,拆卸阀座环之前,应查看阀座环是否被点焊在阀体上,如果是,应先去掉点焊,然后在阀座环螺纹上滴点去锈油,用专用的拔环器或在车床或钻床上逐渐把座环松开,并清扫阀口上的丝扣,然后将新的丝扣上涂有涂料的座环装上并拧紧、点焊固定。

对阀杆填料、执行器膜片的更换以及阀门行程和阀杆连接的调节也应按制造厂的要求,有步骤的进行,以保证阀门的行程到位和关闭严密。

fanshentou

反渗透 (reverse osmosis, RO) 以压力为推动力通过高分子聚合物薄膜(半渗透膜)将溶液中溶质和溶剂分离的一种膜分离技术。

原理 将两种浓度不同的水溶液用半渗透膜隔



开,水便会自动地从较稀溶液一侧透过膜而流向较浓溶液一侧,这便是自然渗透现象。当渗透停止即达到平衡时,膜两侧产生的液位差称渗透压。若在浓溶液侧施加一大于渗透压的压力,则自然渗透方向改变,浓溶液中的水便透过半渗透膜渗入稀溶液侧。这样一侧溶液逐渐淡化,另一侧溶液逐渐浓缩,从而达到盐类分离、水质净化的目的。

元件和组件 反渗透脱盐是通过反渗透元件完成的。火力发电厂水处理常用的膜元件,主要有卷式(亦称涡卷式或螺旋式)和中空纤维式两种。卷式元件是在透水性支撑体两侧用平面式膜和一层隔网一起卷在中心管上构成的。将1~6个元件装在一个承压外壳内,构成一个膜组件,进水从膜组件的端部或侧面进入,透过膜的淡水(脱盐水)从透水性支撑体集中至中心管引出,浓水从膜外侧排出。中空纤维式组件是将几十万至几百万根外径为数十至数百微米的中空纤维膜捆好,装入承压外壳内构成一个组件。中空纤维膜呈U形布置,进水管固定于中心,高压进水从中心管放射形导出,淡水透过中空纤维膜层汇集到中间的空心管,再从中空的U形管开口端引出,浓水从膜外侧排出。水处理用渗透膜材质早期有醋酸纤维素、芳香聚酰胺,其他还有聚苯砜对苯二甲酰胺、磺化聚苯醚、磺化聚砜等。近期产品以脱盐率高、产水量大、pH使用范围广、抗污染性能好的复合膜居多。

应用与维护 反渗透适用于高含盐量水(苦咸水、海水)、水质多变的水的脱盐,也有除有机物、硅酸盐的功能,在火电厂中最主要的用途是作为锅炉补给水离子交换除盐装置前处理。在反渗透—离子交换除盐联合系统中,除盐设备一个运行周期可多生产5~10倍的去离子水,再生剂用量大幅度减少,使废水处理大为减轻。反渗透用于电厂循环水处理,可改善水的质量,提高浓缩倍率,为“零”排放创造条件。此外,反渗透也可用于电厂废水处理。反渗透对各种离子的去除能力不完全相同,电荷高的离子分离性能好。反渗透的脱盐率、产水量与进水压力、温度、含盐量及回收率等有关。脱盐率和产水量均随压力升高而增大;温度升高,产水量增加,但脱盐率变化不明显;进水含盐量提高,产水量和脱盐率均降低;提高回收率则脱盐率相应降低,但产水量变化不明显。

因半渗透膜孔径微小,在运行中,易受到各种污染,使组件阻力增加,产水量和脱盐率降低。为防止膜污染,对入口水质有较严格要求,一般为:Fe小于0.1~0.05 mg/L;污染指数(表示水质污染程度的指标)FI值小于3(中空纤维式)或4(卷式)。不同膜材质对pH及余氯要求如下:醋酸纤维素膜要求pH在4~7(最好为5~6)之间,芳香聚酰胺膜要求pH为4~

11;醋酸纤维素膜余氯为0.1~0.5 mg/L,芳香聚酰胺膜一般为0。

膜的清洗方法有水冲洗和化学清洗。化学清洗介质和清洗工艺根据膜面污染物的成分和性质决定,钙镁沉积物常用柠檬酸、盐酸、乙二胺四乙酸(EDTA)溶液清洗;胶体物质可用中性洗净剂清洗;金属氧化物用草酸、柠檬酸清洗;细菌类用甲醛溶液清洗。清洗工艺可采用浸泡和循环清洗或两者相结合清洗。组件停运时应采用0.25%甲醛溶液保护或小流量通水保护。

反渗透膜元件寿命一般为三年。若对入口水进行完善的预处理,保持水质符合规定,并在运行中做好监督维护工作,膜元件寿命可以延长。

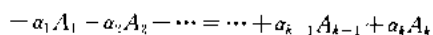
反渗透分离是在常温和不发生相变的情况下进行的,不仅可节省大量酸碱,减少废液排放,而且应用范围较广。用于火电厂锅炉补给水处理,与离子交换法联合应用,可扩大除盐技术对原水水质的适用范围,这对缺水地区高含盐量水(苦咸水)的利用有重要意义。

简史 1784年诺莱特(Abb'e Nallet)首先发现渗透现象;1860年才发现和应用渗透膜。以后科学家们对膜渗透现象进行理论探讨。20世纪50年代以来,对膜的应用进行了大量的研究,1960年美国加利福尼亚大学的S.劳勃(S. Loeb)、S.索里拉金(S. Sourirajan)首先确认了醋酸纤维膜的脱盐性能,发明了透水性和脱盐性能均良好的膜制作方法,开拓了反渗透在工业上的实用化。60年代用于海水淡化,70年代后应用于火电厂的水处理。80年代中国已有适用于苦咸水淡化的反渗透组件生产厂。由于反渗透具有脱盐率高,操作简便,减少环境污染等优点,80年代后得到推广应用,昂贵的价格有了降低,展现了广阔的应用前景。

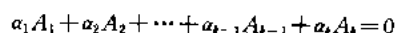
反应度

反应度 (extent of reaction) 化学反应进行程度的标志,通常用 X 表示。在化学反应尚未进行,即只存在反应物而不存在生成物时,反应度 X 为零。随着化学反应的进行,反应度的数值增加,及至所有反应物都变成了生成物,则反应度 $X=1$ 。

任一化学反应的反应方程可以写成一般形式



式中等号左边的字母 A_1, A_2, \cdots 代表反应物的分子式;等号右边的字母 A_k, A_{k-1}, \cdots 代表生成物的分子式; a 为化学计量系数,表示各物质摩尔数之间的相对关系。比如,反应物 A_1 如减少 $a_1\text{mol}$,则 A_2 必减少 $a_2\text{mol}$,同时必有 $a_{k-1}\text{mol}$ 的 A_{k-1} 和 $a_k\text{mol}$ 的 A_k 的物质生成。此式也可表示为





设某一物质的初始摩尔数为 $N_{j,0}$ ，反应进行到某一程度时的摩尔数为 N_j ，该物质在化学反应方程中的计量系数为 α_j ，那么此时反应度 X 被定义为

$$X = \frac{N_{j,0} - N_j}{\alpha_j} = \frac{\Delta N_j}{\alpha_j}$$

对于一个给定的反应，在同一时刻，参与反应的各种物质的反应度具有同一数值，如设 i, j 为参与反应的任一物质，则 $\frac{\Delta N_i}{\alpha_i} = \frac{\Delta N_j}{\alpha_j}$ 的关系必成立。

随着反应的进行，反应度 X 的数值在变化，参与反应的各种物质的摩尔数也发生相应的变化。对于物质 j ，其摩尔数与反应度的关系为 $N_j = N_{j,0} - \alpha_j X$ 。

根据化学平衡理论，化学反应不可能完全，所以反应度数值的范围为 $0 \leq X < 1$ 。

防火防爆设施

防爆设施 (anti-explosion devices) 预防燃烧系统发生爆炸及防止爆炸时危及人身或设备安全的装置。

在燃烧系统中装设必要的监控保护装置是预防爆炸的主要措施。通常在燃烧系统中要求装设连锁保护和燃烧安全保护装置。在指定的部位装置气体浓度、温度、压力监测点，用以监视运行中介质参数的异常情况，以便及时处理，起到预防事故的作用。

除全部烧无烟煤的锅炉外，煤粉制备系统必须有防爆和灭火设施。对煤粉仓、磨煤机及制粉系统，应设有惰化介质（惰性气体、烟气或水蒸气）和灭火介质的入口。对正压直吹式制粉系统的中速磨煤机和双进双出钢球磨煤机，应配有快速隔断门。

防爆设计压力 对负压或最大压力不超过 15 kPa 的制粉系统管道部件，承压能力按 0.15 MPa（表）设计时，应设置防爆门；直吹式制粉系统一般不设防爆门，设备及管道部件的承压能力按 0.35 MPa（表）设计。煤粉仓设置重力式防爆门时，防爆门的爆破压力按 1 kPa（表）设计，煤粉仓的防爆设计压力按 10 kPa（表）采用。从送风机出口至烟窗之间的烟风系统，凡与炉膛相连通的烟风道必须考虑炉膛爆炸压力的影响。

防爆门 在燃烧系统设备和管道的特定部位设置防爆门，作为爆炸时的泄压装置，可以避免或减轻对设备的破坏。防爆门按工作原理分为重力式和膜板式。重力式防爆门是利用重力或弹簧力来控制内压，当泄压后自动关闭，其动作压力较低，通常用于煤粉仓及烟道上。膜板式是利用当内部介质爆炸压力达到规定值时即冲破膜板泄压的原理设计的。膜板为厚度 0.3~0.8 mm 的退火冷轧铝板，单咬口爆破缝，适用于设计内压

为 0.04 MPa（表）及 0.15 MPa（表）的制粉系统；也可采用厚度为 0.4~0.6 mm 的冷轧硬铝板，刻十字槽爆破缝，适用于设计内压为 0.15 MPa（表）的制粉系统。

为保证防爆门动作时不致危及人身安全和避免燃料喷散，沉积在附近电缆或设备上，需采用引出管将爆炸气体引到室外的安全地带。

防火防爆设施

防火检测 (fire protection detection) 以防火为目的，及时而又自动地探测早期火警。早在 1890 年英国就出现了感温式火警探测器。20 世纪 60 年代初就推广了应用放射性同位素源的离子感烟式火警探测器。火警探测器的品种繁多，且大多已系列化、标准化，并发展为火灾自动报警装置。有些国家已将火灾自动报警装置列为国家标准，纳入建筑设计规范，成为必须安装的消防设备。

现代的火警自动报警装置往往是和自动灭火系统联动的，特别是在消防员不易深入和火势蔓延迅猛的场所更是如此，如发电厂的燃料油库、煤粉仓、变压器群等。

火警探测器 是敏感元件，它将火警的温升、烟雾、气味、燃爆等物理现象转变为电信号，输入到报警控制装置中去。探测器主要有感烟和感温两类。

离子感烟探测器 感烟探测器中应用最广泛的一种。它利用 α 放射性物质放射出的 α 射线使局部空气电离，在电场作用下形成离子电流，当火警产生的烟雾和燃烧生成物进入探测器时，一部分正、负离子就被吸附，使离子移动速度大大减慢，于是到达电极的有效离子数明显减少，将此变化了的离子电流转变为声光信号，就达到在隐燃阶段就能报警的目的。其优点是寿命长、灵敏度高、稳定性好、抗震性好、不受光线、热流的影响。它的放射源一般采用钋-241，源强为 $3.7 \sim 37 \times 10^4$ Bq，保护面积达 $100 \sim 150 \text{ m}^2$ 。

光电感烟探测器 利用烟中含有的粒子使光散射的原理而动作。而气敏感烟探测器则利用气敏半导体在烟的作用下电阻骤变而动作。

感温探测器 最常用的是定温定点式，发电厂的锅炉房、发电机房就适宜选用此种探测器。其敏感元件有双金属触点、玻璃球感温元件、热敏半导体等数种。当周围温度达到一定值时，敏感元件的触点闭合而动作。热敏半导体有体积小、灵敏度高、无机械触点的特点。而玻璃球感温元件因内装酒精乙醚混合液，当温度达一定值时，液体膨胀使玻璃球破碎而动作。

近年又出现了应用红外、紫外、激光的新型探测器。红外光电探测器能检测瞬间燃烧的火焰，在 100

m 内可检测到 0.1 m^2 的火焰;紫外光电探测器能对火警和爆炸立即产生反应,它能探测火焰中波段狭窄(波长 $0.185 \sim 0.245 \mu\text{m}$) 的紫外光,不受阳光、人工照明光源的干扰,也不受红外线和热源、风和低温的影响,稳定性好,适用于易燃易爆场所;激光探测器具有灵敏度高、保护面积大、安装高度高(40 m)、监视距离远和耗电量小等优点。目前这些新技术、新元件在防火检测方面虽未广泛应用,但今后的发展前途是很大的。

自动报警装置 包括集中监控、声光报警、存储装置、巡回检测数字显示、自动打印记录、工业电视火场监视等装置。其功能是将火警信号用声光或数字显示出来,并进行信号存储、打印或电视监视,并自动操作各种灭火系统。

10.3.4 废水处理

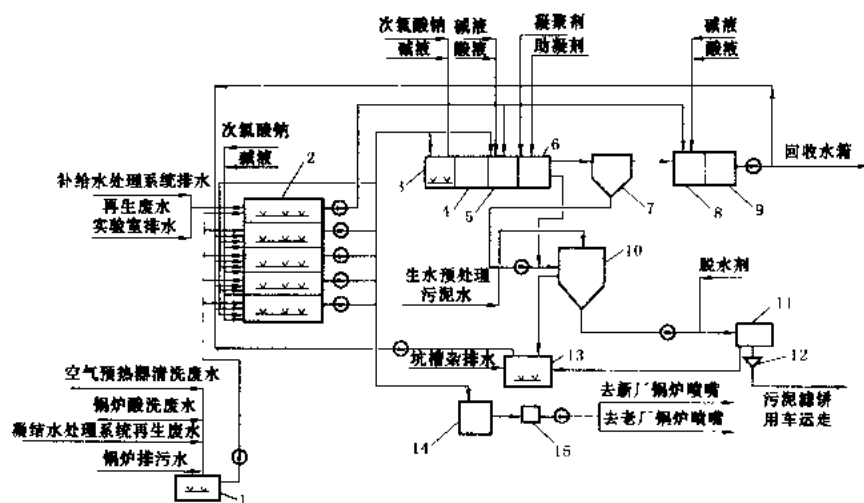
废水处理 (waste water treatment) 用物理的、化学的或生物的方法使火力发电厂排放的废水水质符合国家(或地区)规定的排放标准或达到再利用要求的工艺。

废水种类及其污染物 火电厂排放的废水按排放方式区分,有经常性排水和非经常性排水,经常性排水又有间断与连续之分。按来源不同,常见的有:①凝汽器开式(直流供水)冷却系统的排水和闭式(循环供水)冷却系统冷却装置的排污水。前者的特点是水量大,水温较原来水温约高 $8 \sim 10^\circ\text{C}$;后者特点是水量较少,含杂质浓度较大,温度较高。②冲灰冲渣系统排水。包括湿式除尘器排水、水力冲灰、冲渣水汇合经水力输灰管道、灰场沉淀后排出的水。干式除尘水力输灰系统中的灰水普遍呈碱性, pH 值高达 $9.5 \sim 11.5$;在湿式除尘水力输灰系统中,灰水一般呈弱酸性或中性;燃用含氟量高的燃煤,灰水中氟及其化合物有时含量较高,可达 $15 \sim 30 \text{ mg/L}$ 。如灰场容量过小或灰场排水构筑物设计、管理不当,灰场排水悬浮物也会超出国家规定的标准。③化学水处理阳、阴离子交换器再生、清洗等废液。其中酸性废水 pH 值在 $1 \sim 5$ 范围内;碱性废水 pH 值在 $8 \sim 13$ 范围内,废水排放一般是间断的。④锅炉化学清洗废液。酸洗废液中主要含游离酸(盐酸、氢氟酸或柠檬酸)、酸洗产物(三氧化铁、四氧化铁等金属氧化物)和缓蚀剂;钝化废液中主要含过剩的钝化剂,如联胺或亚硝酸钠等有毒物质。水质的特点是 pH 值低、COD 值高、金属离子含量高等。⑤停炉保护排水。水中含有氨、氢氧化钠等碱性物质和一定量的铜铁化合物,排水 pH 值高。⑥含油废水。含油量约 $6 \sim 10 \text{ mg/L}$ 。⑦煤场排水。水中含有呈悬浮状态的细煤粉,外感呈褐色或暗褐色。含硫量高的煤堆,下雨过程的浸出

水 pH 值较低,呈酸性或弱酸性;中、低含硫量的煤堆,水一般呈中性。⑧生活污水。水中含有粪便、合成洗涤剂、病原微生物等,水质特点是 COD 值、BOD 值和悬浮物含量高。⑨锅炉水侧、火侧、空气预热器和烟囱等清洗废水,属间断排放,主要含悬浮物和重金属离子。

废水处理原则 废水处理应结合生产工艺、环境保护统一考虑,通过系统和综合的分析找出比较经济、合理的处理方案,其原则是:①改革生产工艺,尽可能在生产过程中减少废水的排放量和控制废水中污染物的浓度。例如,在水力冲灰系统中用高浓度输浆方式替代稀浆输送方式,就可大大地降低灰场灰水的排放量;或用于灰输送方式替代水力输灰就可做到无灰水可排;在化学除盐系统中采用离子交换逆流再生、串联再生等方式,可降低酸碱废液的排放量。②考虑回收利用和循环使用。例如,在水力输灰系统中考虑灰水或清水的再循环系统,以便重复利用,做到不排或少排废水。③清污分流,一水多用。例如,将冷却塔排污水用作冲灰、冲渣;将主厂房生产排水收集在一起,经适当处理作循环冷却水的补充水等。一般来说,将清、浊废水分别处理,可以减少废水处理的工作量和设施费用。④从全局出发,加强水的科学管理(又称水务管理)。对火电厂的水源、用水和排水作全面规划管理,选择最优的全厂用水分配,是最经济、最合理的废水处理工艺和最大限度地提高回用水率,以使单位发电量的水耗量、排水量达到最理想的水平。

废水处理系统 火电厂的废水处理系统有:①分散处理。在排出废水的车间或废水源所在地附近设置处理装置,或将近处几种性质相似的废水混合处理。目前,中、小型火电厂一般均采用这种处理方式,其优点是费用低,缺点是管理分散。②集中处理。把全厂废水集中在废水处理车间,然后按废水中污染物的性质,采取相应的处理净化工艺。通常,在废水处理车间设若干个废水储存池,将来自各个收集点或分散处理点需要处理的水,按照不同的处理要求,分别集中于各个废水储存池内。储存池的总有效容积通常为一天经常性废水排放总量与一次最大的非经常性废水水量之和。为使水质均匀,池中设空气混合装置,如图所示。采用这种方式处理投资高,占地面积大,但便于集中,确保处理后的水质符合排放标准和回用的要求。该法适用于大型火电厂。③分散与集中相结合的处理方式。锅炉化学清洗废水,化学车间废水,锅炉房、汽机房排水,净水构筑物澄清池排泥,煤场排水等均送入废水处理车间集中处理,而冲灰水、含油废水分散就地处理,生活污水单设处理车间或送城市下水道集中处理。



集中废水处理系统

- 1—机组排水槽；2—废水储存池；3—氧化槽；4—反应槽；5—pH调整槽；6—混合槽；
7—澄清池；8—最终中和槽；9—清水槽；10—浓缩池；11—离心脱水机；12—泥
斗；13—污水槽；14—焚烧液箱；15—焚烧液过滤器

分散控制系统

分散控制系统 (distributed control system, DCS)

分布于生产过程各部分的以微处理器为核心的过程控制采集站，分别对各部分工艺流程进行控制和数据采集，又通过数据通信系统与中央控制室的各监控操作站联网，对生产过程进行集中操作管理和控制的计算机控制系统，也称集散控制系统 (TDCS)。它是以微处理器及微型计算机为基础，融汇计算机技术、数据通信技术、CRT 屏幕显示技术和自动控制技术为一体的先进控制系统。

构成 分散控制系统通常可分为过程级、监控级和管理级，由多种工作站组成，如过程控制采集站、工程师 (程序员) 站、操作员站等。这些工作站可独立或配合完成数据采集与处理、控制、计算等功能，便于实现功能、地理位置和负载上的分散，且当个别工作站故障时，仅使系统局部功能下降，不会影响整个系统的运行，因此使危险分散。

分散控制系统采取了一系列提高可靠性的措施，如系统的冗余配置 (双通信、双电源、双 CPU 等)；采用了分布式数据库；具有自诊断功能；硬件结构模块化；软件自恢复功能；键盘操作自动记录；采用后备系统设计 (后备手操器、无扰动自动切换等)，因此 DCS 的平均故障间隔时间 (MTBF) 可达几万小时。

各种类型分散控制系统的构成基本相同，都由工作站 (节点) 和通信网络两大部分组成。

工作站 分散控制系统的控制功能、窗口功能 (信息显示) 和管理功能等，一般由过程控制 (采集) 站、

操作管理站或上位计算机等来完成。分散控制系统的基本构成形式示于图 1。

(1) 过程控制 (采集) 站 分散控制系统的基本站。一般由通信接口、主微处理器、一定容量的 RAM、ROM 和 EPROM (电可改写只读存储器)，内部总线，各种输入/输出模块等组成，并配有冗余的电源系统。可完成数据采集与处理、模拟控制、顺序逻辑控制等功能。其控制功能由组态来实现。组态，就是根据控制功能的需要，从一组常用的固定子程序中选择所需的子程序 (称为功能块)，用画图

或填表格的方法指定功能块的参数和地址，进行功能块的连接，并把组态过程的信息记入 EPROM 中。组

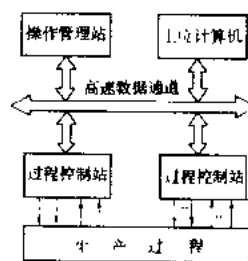


图 1 分散控制系统的基本组成

并具有自诊断功能。

(2) 操作管理站 作为分散控制系统的智能显示、操作以及组态等用。标准的过程信息显示一般分三级，即总貌、组、回路，信息的详细程度在这三级上依次增加，此外还有报警显示、趋势显示等。操作管理站可部分完成数据处理功能，并具有管理功能，如生产报表的生成打印、生产统计、事故记录与处理等以及系统组态、管理。操作管理站通常由微机与 CRT、键盘、打印机、磁 (光) 盘机等组成。一般可分为操作员站、工程师站。

操作员站 通过系统总貌显示、回路编组显示、单回路详细显示和报警编组显示、事故顺序显示、趋势显示、日志报表显示等多种 CRT 画面，以及事故打印、日志报表打印和 CRT 屏幕拷贝等监视整个生产过程和各控制回路的实时参数及状态，并可通过键盘操作

切换运行方式,改变控制器设定值和参数,由软手操控制输出等。运行员操作站是操作和管理的窗口。

工程师站:离线或在线对系统进行组态的定义,以及开发、修改应用软件,也是测试、诊断系统的工具。工程师站具有较丰富的工程控制软件和工具软件。它同时兼有操作站所具有的多种显示和打印功能,可在线监视生产过程参数。

(3)上位计算机 有的分散控制系统允许选用中、小型计算机作为上位机,它配有高级语言(如FORTRAN语言,C语言等)及多种外部设备,实现高级、复杂的控制和对生产过程进行优化管理,以及性能计算和历史数据库存储等功能。有的把它称作服务器。

通信网络 分散控制系统的信息传输系统。它以地理位置和功能分散的工作站作为节点,按一定的拓扑结构互连,根据分层的通信协议,在传输介质上用确定的网络控制方法正确的传输信息,使各站共享系统的数据资源。多层次分散系统可在不同的网络层次采用不同的拓扑结构和控制方法。分散控制系统的通信网络是工业局部网络,采用同轴电缆、双绞线和光导纤维等传输材料。

(1)网络拓扑结构 网络中各节点相互连接的结构。分散控制系统的通信网络通常为星形、环形和总线形,如图2所示。目前,大多数主网使用总线形和环形。

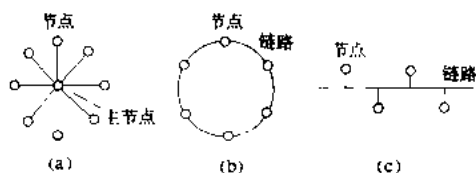


图2 星形、环形、总线形拓扑结构

(a)星形网;(b)环形网;(c)总线形网

星形网络:以星形结构为基础的分散控制系统,将对网络有控制功能的中心计算机作为中央节点,或称主节点。由它管理网中所有通道,各节点间进行通信的信息均由它转发。普通节点是被动的,仅与主节点交换信息。主节点故障将使整个网络无法工作。

环形网:各节点以封闭环方式相连接,信息沿环路单向传递,各节点具有存储转发功能,并可故障旁路,属于有源的点一点连接。常用双环结构,处于备用状态的环对在线环进行诊断,故障发生时自动切换,环形网通信方式灵活,对网络控制分散在各节点。

总线网:将网络节点全部连接到一根共享的总线上,此总线常常称高速数据通道(DHW),节点为无源多点连接。总线网一般使用广播方式工作,信息在总线上沿两个方向传输。总线常采用同轴电缆,带控制器

和接口的工作站经收发器连到电缆接线盒。总线网采用竞争方法或令牌方法来使网中工作站取得发送信息权。

(2)网络通信控制 网络中各节点信息传输的控制方式,常分集中控制和分布式控制两类。集中控制是指网络中有一专门的通信控制器或有一个具有控制整个网络的节点,由它控制各节点的通信,可通过优先中断、定时查询、随机呼叫等方式进行工作。分布式控制则是指网络中没有专门的集中控制器或可控制整个网络的节点,网络各节点之间的通信由各节点自身控制,在总线网和环形网中基本上都采用分布式控制法。

应用功能 分散控制系统可以组成发电厂单元机组的数据采集系统(DAS)、模拟量控制系统(MCS)、顺序控制系统(SCS)及锅炉炉膛安全监控系统(FSSS)等。采用DCS对单元机组炉、机、电三大主机设备和主要辅机进行监视、控制和保护的主控系统如图3所示。

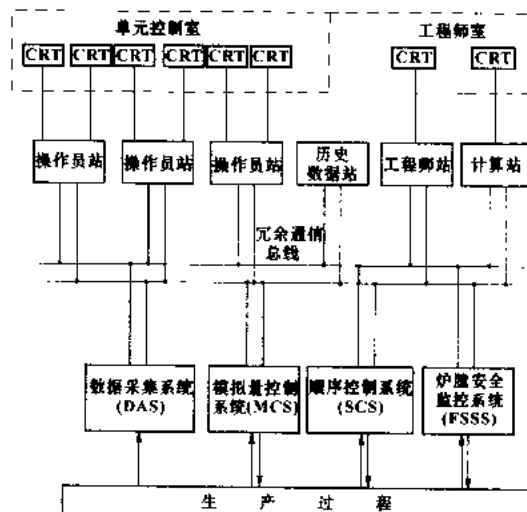


图3 采用DCS的单元机组主控系统示意图

数据采集系统(DAS) 对机组运行参数和状态进行采集、处理,用于显示、报警及打印报表等(见计算机监视系统)。

模拟量控制系统(MCS) 它包括锅炉的燃烧控制、给水控制、汽温控制等子系统和辅助设备的控制系统,对于单元机组来说,还包括机炉协调主控制系统,与上述子系统一起组成单元机组协调控制系统。对单元机组的主要参数进行控制,并通过单元机组主控系统使机炉协调动作,快速响应电网负荷要求并保证机组主要运行参数于正常范围。(见单元机组协调控制系统)

顺序控制系统(SCS) 对机组主要辅机进行起停控制和连锁保护。(见顺序控制)



炉膛安全监控系统(FSSS) 通过炉膛自动吹扫、火焰检测、炉膛压力保护以及油、煤燃烧器管理和锅炉连锁保护等安全管理,保证锅炉安全;也可以包括制粉系统的顺序控制。(见炉膛安全监控系统)

上述各功能子系统由DCS的工作站实现,通过数据通道联网,进行信息交换、共享数据,体现了分散分级控制的原则,并能对重要的参数和通信质量进行监督。

优点 用DCS实现大型火电机组自动化的主要优点是:①连续控制、断续控制、逻辑控制和监控能集中丁统一的系统中,可由品种不多的硬件,凭借丰富的软件和通信功能来实现综合控制,既节省投资,又提高了系统的可靠性、可操作性和维修性。②可按工艺、控制功能、可靠性要求由功能和地理位置不同的各个工作站组成控制系统,系统结构灵活,且大大节省电缆。③一个站的故障不会影响其他站的正常运行,系统可靠性高。④各种监视控制功能均采用软件模块来完成,所以修改方便,易于实现高级控制。

展望 未来DCS仍在进一步向前发展,它正在吸收现场总线控制系统(fieldbus control system, FCS)技术,并将其融入传统DCS中。所谓现场总线控制系统,是基于现场总线,按ISO/OSI标准提供网络服务,将控制功能下放到现场的智能仪表中的控制系统,开放性、分散性及数字通信是FCS最显著的特征。FCS技术尚处于发展初期,此外,从工程应用观点看,它还不可能完全摆脱DCS的概念而广泛独立应用于实际工程项目中。但是它与DCS的结合,或更准确说,融入DCS,将突破传统DCS的框框,使DCS发展到一个全新的更高阶段。

fenmei hu gaoliang turen

粉煤灰改良土壤 (fly ash in soil amelioration) 粉煤灰是由多种颗粒组成的,包括:碳粒、球形颗粒、蜂窝状颗粒、石英等。粉煤灰中粒径大于0.01 mm的物理性砂粒占85%左右,毛细管孔隙度为65%~85%,视密度为2.0~2.2 g/cm³,容积密度为0.60 g/cm³。因此,粉煤灰具有质轻、多砂、多孔、渗透快、吸水性及保温性好、吸附性高等特性。同时,粉煤灰中含有植物所需的多种化学营养元素,因此是一种多功效的土壤改良剂。

黏性土壤改良 各种黏性土壤都质地黏重、透气不良、耕性差,水、肥、气、热不协调,因而影响作物生长。利用粉煤灰的物理特性,适量施入粉煤灰(2.25~4.5 kg/m²),可以明显地改良土壤质地。主要是:①降低黏土中黏粒相对含量,改良质地;②减小土壤容重;③增加土壤孔隙度;④提高黏土15 cm土层内

的温度;⑤提高土壤含水量和田间持水量;⑥调节土壤三相比(固相:液相:气相);⑦减小土壤膨胀率,提高土壤渗透性,防止土壤流失。粉煤灰对黏性土壤物理性质的显著改善,促进了土壤中微生物活性,有利于养分转化和保温保墒,使水、肥、气、热走向协调,为作物生长创造良好的土壤环境。同时,粉煤灰中含有的硅、铜、锌、铝、钙、铁、锰、硼、硒等营养微量元素,增加了土壤中这些营养元素的含量,改善了土壤养分状况;施用粉煤灰,还可提高土壤中有效磷含量。实践证明,施用适量粉煤灰对小麦、玉米、水稻、大豆等主要作物皆有显著的增产效果,其中小麦平均增产12.7±5.8%,玉米平均增产20.8±10%。另外,对谷子、甘薯、棉花、蔬菜等作物也有一定的增产效果。同时,施用粉煤灰后长出的粮食中蛋白质含量有所增加。

酸性土壤改良 对于酸性黏质土壤,除有上述改良作用外,粉煤灰还可以提高土壤中的pH值,使酸性土壤中中性化,有利于作物的生长。

盐化潮土的改良 向盐化黏性潮土施用粉煤灰,既可改良潮土的黏性,又可起到降盐作用。

在有效硅较低的土壤中,粉煤灰与腐殖酸结合使用,可以提高土壤中有效硅含量,从而改善作物的生长条件。

粉煤灰中含有一定量的有害元素,如镉、铬、铅、砷、汞、苯并(a)芘、放射性元素等,经过大量的研究和实践,在施粉煤灰量4.5 kg/m²以下时,不会对土壤产生污染,对这些土壤中生长的粮食作物也不会造成污染。但由于煤种的不同,粉煤灰中有害元素含量也各有差别,故在施用粉煤灰时应做试验。

fenmei hu weizhu

粉煤灰微珠 (cenosphere in fly ash) 粉状煤粒经高温悬浮燃烧后形成的一种空心球状玻璃体,是粉煤灰的主要组分之一。

形成机理 煤中成灰矿物,在高温燃烧条件下,由于助熔物质的作用,形成了充满气体的低黏度熔体。这些熔体在进入锅炉尾部冷却段以前,受熔体内气体的膨胀和因黏度影响的表面力的作用,形成了大小不同、密度不等的熔溶玻璃体。进入锅炉冷却段后,它们因冷却固化形成了内含气体的玻璃体外壳。根据密度不同,微珠可分为漂珠和沉珠两类。

漂珠 密度小于水密度的微珠(见图1),又称水上漂。它是一种轻质空心的玻璃球体,密度为0.6~0.8 g/cm³,外观浑圆,壳薄,呈灰白色,表面有大小不等的针孔,粒度在20~200 μm之间,内部有一大的气穴,含N₂和CO气体,壳壁厚度一般为粒径的3%~10%,壳壁物质主要是硅、铝,也有少量铁,它们以莫



来石和玻璃体形式存在。漂珠耐火度约 1670~1730℃, 1000℃热导率约 0.2 W/(m·K), 是一种优质耐火绝热材料, 现主要用于生产耐火保温砖。漂珠捞取方法简单, 一般可在除尘器下, 按一定要求设计的冲灰明沟、浓缩池水面上及灰场积水表面直接捞取。粉煤灰中漂珠含量按重量计, 一般在 0.3%~0.5% 范围内。

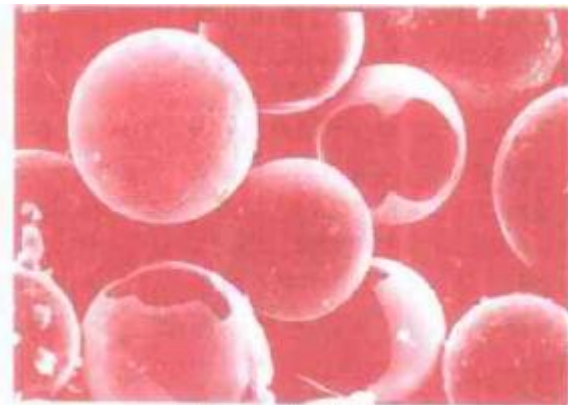


图1 漂珠 (照片)

沉珠 密度大于水密度的微珠 (见图2), 是一种密实的空心玻璃体。密度为 1.5~2.7 g/cm³, 外观浑圆或呈类球体, 呈灰白色或黄白色, 表面有针孔或气穴, 粒度一般在 50 μm 以下, 内部有一个或数个气穴, 含 N₂ 和 CO 气体, 壳壁厚度约为粒径的 30%, 壳壁物质主要有硅、铝和少量铁, 它们以莫来石、α-石英、磁铁矿、赤铁矿、碳酸钙晶体和玻璃体形式存在。沉珠耐火度可大于 1430℃, 抗静压强度可达 7×10⁴ N/cm², 并且硬度高, 耐磨、耐腐蚀, 可作为人造玻璃微珠的代用品或体积填充材料, 在塑料、橡胶、油漆和一些特殊领域有广阔应用前景。工业上直接收取沉珠的技术还不够成熟, 目前一般采用选矿手段通过去除杂质的办法间接收取, 效果不甚理想。

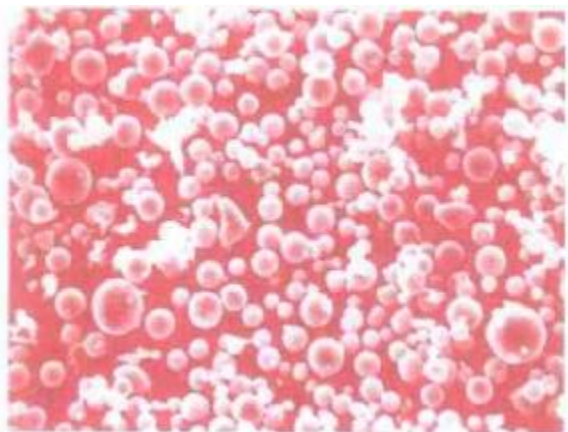


图2 沉珠 (照片)

20 年代人们就发现粉煤灰中含有微珠, 但其开发利用仅在 70 年代英国中央发电局 (CEGB) 发表了对

微珠的研究和美国北方电力公司报导了对沉珠的选取技术之后才受到广泛重视。中国 70 年代末开始对微珠进行研究, 目前漂珠的生产和销售十分活跃, 沉珠的选取和利用正在开发。但从利用量上来讲, 微珠的利用在国内外都还处于初步探索阶段。

tenmeihui xuanlie

粉煤灰选铁 (separation of iron particles from fly ash) 从粉煤灰中分选铁质颗粒 (亦称铁粉)

的工艺流程, 铁质颗粒的绝大部分以显微状的磁铁矿和赤铁矿构成的球形颗粒存在。目前一般采用湿法磁选和湿法重选。粉煤灰中含铁量在 5% 以上即有分选价值。

湿法磁选 铁质粉煤灰颗粒具有较高的磁性, 在较低磁场强度下就可将它们与其他粉煤灰颗粒分离。其工艺是, 在静电除尘器灰斗下安装一定场强 (约 800 A/cm) 的水磁半逆流式磁选机, 当灰水通过磁选机时, 铁质磁性颗粒受磁场作用被吸附在转鼓上并随之转动, 离开磁场后与转鼓分离被水冲入铁粉池, 而其他颗粒随灰水排出。采用一级磁选, 可获得全铁品位在 46%~50% 左右的铁粉; 采用两级磁选, 铁粉品位可达 50%~56%。铁粉的产率及回收率随原灰的铁含量以及铁的形态有较大幅度的变化, 一般认为, 当原灰铁含量大于 5%, 磁性铁含量较高时才具有磁选的意义。

湿法重选 粉煤灰中的铁质颗粒的视密度一般为 3~4 g/cm³, 比灰中其他颗粒高 1~2 倍。采用湿式摇床和螺旋流槽等重选设备可有效地将它从煤灰中分离出来。重选方法一般可以达到或超过磁选的分选指标, 但目前多数是与磁选法结合, 用于铁粉的提纯工艺。

其他方法 近年来, 国内外正在研究发展粉煤灰干法磁选铁的工艺。其特点是能与今后大量采用的干排灰系统相匹配, 但与湿式磁选相比, 技术上还不够成熟, 流程较复杂, 效果也不甚理想。近来开发的高梯度干式磁选工艺有一定发展前途, 正在引起关注。

存在问题 粉煤灰选铁的最大难题是如何提高铁粉品位, 目前选出的铁粉一般仅能达到二级铁矿粉标准 (全铁含量 ≤ 50%)。其主要原因是, 煤灰经高温灼烧后, 铁矿物与硅铝玻璃质形成难以用物理法分离的固溶体, 另外, 与铁矿石相比, 粉煤灰中的铁粉粒度过细, 比重轻, 分离时机械夹杂现象严重, 传统的选矿设备难以适应。为克服上述困难, 国外正在开发交错磁系和波形转鼓及高梯度磁选工艺。

中国从 70 年代起就开始粉煤灰选铁, 并取得了成功。在利用粉煤灰铁粉作水泥原料的同时还进行了铁粉团球烧结与冶炼试验。试验证明, 粉煤灰铁粉作冶炼

用铁原料可提高高炉利用系数,降低焦比,但因品位普遍偏低,铝含量高而未得到广泛应用。目前多数用作水泥原料,在选矿重介质和探伤磁粉方面的应用研究正处在开发阶段。

fenmeihui yongyu shuini shengchan

粉煤灰用于水泥生产 (utilization of fly ash in cement production)

粉煤灰是具有潜在活性的火山灰质材料,用它作水泥掺合料及混合材料,既可增产水泥,降低成本;又可改善水泥的某些性能。

用粉煤灰与其他原料混合,采用不同的生产工艺可生产多种水泥产品。目前,成熟的品种有:粉煤灰硅酸盐水泥、粉煤灰砌筑水泥和硅硫酸盐粉煤灰水泥。

粉煤灰硅酸盐水泥 已被列为中国五大品种水泥之一。中国国家标准 GB1344—84 规定,凡用硅酸盐水泥熟料和粉煤灰、适量石膏磨细制成的水硬性胶凝材料,称为粉煤灰硅酸盐水泥,简称粉煤灰水泥。这种水泥的粉煤灰掺量不得低于 20% 或超过 40%,同时允许掺加不超过混合材总量三分之一的矿渣。现有 225、275、325、425、525 五种标号。掺入的粉煤灰应满足下列要求:烧失量 $\leq 8\%$;含水量 $\leq 1\%$; $SO_3 \leq 3\%$;水泥胶砂 28 天抗压强度比不低于 62% (GB1596—91 规定)。粉煤灰水泥的主要优点是,抗硫酸盐侵蚀及抗水性较好,水化热低,干缩性与耐热性较好,后期强度增进率大。主要缺点是,早期强度低,抗冻性与抗碳化性较差。主要适用于一般民用及工业建筑、水工大体积混凝土、地下或水中混凝土结构和蒸养构件。采用粉煤灰、矿渣双掺水泥或添加石膏、萤石复合矿化剂,可提高粉煤灰水泥的早期强度。

粉煤灰砌筑水泥 用来配制砌筑砂浆的低标号水泥。主要有:①粉煤灰无熟料水泥:自 65%~70% 粉煤灰,25%~30% 石灰,3%~5% 石膏直接混合磨细制成,标号可达 225~275 号、可配制 25~50 号砂浆。②粉煤灰少熟料水泥:用 65%~70% 粉煤灰,25%~30% 水泥熟料,3%~5% 石膏混合磨细后制成。标号可达 275~325 号,可配制 25、50、75 号砂浆或 200 号以下混凝土。用于粉煤灰无熟料或少熟料水泥的粉煤灰水分应小于 1.5%,烧失量应不超过 8%。③纯粉煤灰水泥:用高钙粉煤灰加少量石膏作激发剂共同磨细制成。它有较好的水凝硬性,用于配制低标号砂浆,一般适用于强度不要求太高的场所。④双灰粉:用干排粉煤灰与石膏按 1:1 的比例混合磨细制成,主要用于砌筑和抹灰砂浆。用粉煤灰砌筑水泥,可避免用高标号水泥配制低标号砂浆时易出现的砂浆和易性差,砌体干缩和应力裂缝等缺点。

硅硫酸盐粉煤灰水泥 用粉煤灰、石灰、石膏及萤

石经配料,压制成砖,烘干、烧结、冷却和粉磨后制成。特点是速凝,早强。适用于机场、隧道和涵洞等抢修工程。

中国正在开发利用的还有低温合成粉煤灰水泥和粉煤灰喷射水泥。低温合成粉煤灰水泥用 25%~30% 石灰与少量外加剂(晶坯)混磨后与 70% 左右粉煤灰经混匀、压制成型,再经蒸养、低温煅烧(700~800℃),急冷后加适量石膏粉磨制成。特点是用灰量大,对原料要求低,快凝、早强、抗硫酸盐性强。粉煤灰喷射水泥是用低温合成粉煤灰水泥外掺 30% 左右水泥熟料或 4% 水泥熟料与适量石膏混磨后制成。主要用于坑道、隧道及地下工程的喷锚支护。瑞典研制的“特里也夫水泥”在配料及工艺上独特,用灰量达 75%,标号可达 125 号。它是将粉煤灰与石灰石混合,经 1450℃ 左右高温熔融再水淬后获得的粒状物,用湿法磨细,再干燥后制成。

fenmeihui yongyu shuini

粉煤灰用于筑路 (utilization of fly ash in road construction)

粉煤灰是有潜在活性的人工火山灰质材料,其大部分颗粒含有较多的活性氧化硅和活性氧化铝,它们在常温下能与氢氧化钙反应,分别生成较稳定的水化硅酸钙和水化铝酸钙,是优于其他火山灰材料及黏土的筑路材料。在道路修筑中,以粉煤灰为主要材料或辅助材料,可作基层或底基层、路堤、路面及回填料、灌浆料等。

粉煤灰作基层或基层底 有三种工艺配方:①石灰(水泥)、粉煤灰、骨料混合料。其配合比一般为 1:2:4。这种混合料主要用于铺筑高级道路的基层或基层底。与常规的以石灰(水泥)、黏土、骨料为混合料的道路基层或基层底相比,整体强度高,水稳定性和抗冻稳定性好,因而不翻浆,板体性好,对早期出现的毛发状干缩裂缝有一定的自行愈合能力,沥水性和重塑性良好,施工中受雨季影响小。在经济远距(一般为 50km)范围内,可降低工程造价 15%~25%,节省维护费 30%~80%。每公里道路基层或底基层用粉煤灰量在 2000t 左右。②石灰(水泥)、粉煤灰稳定混合料。即用石灰或水泥作稳定剂,粉煤灰既作火山灰材料又作骨料。配比一般为 1:10。这种混合料一般用于沥青路面或次高级路面的基层或基层底。由于粉煤灰具有自硬性,又掺入了稳定剂,因而后期强度增加,同时耐火性提高。③石灰、粉煤灰、土混合料。石灰和粉煤灰总量一般在 30% 左右,石灰与粉煤灰之比一般在 1:9 至 4:6 的范围内。这种混合料一般用于无重车载荷的次要道路、一般道路、乡间道路及停车场等。用于基层或基层底的细粉土,掺入石灰和粉煤灰后能大幅度增

加土的强度,改善其耐久性。

粉煤灰路堤 采用全粉煤灰经压实后形成的道路路堤,在外边坡上覆盖厚度约10~20cm的表土,并种植草,以防被雨水冲刷侵蚀。粉煤灰路堤可用于任何道路,用于软土地基效果更好。粉煤灰路堤比土路堤强度高,自重轻,压缩性小,有利于减薄路面结构厚度,软土路基的稳定和沉降的减小;并且施工方便,沥水快(这对多雨地区至关重要),摊铺快,容易压实;用灰量大,如平均高度为3m的高速公路路堤,每公里用粉煤灰达70000t以上,可大大节省土地资源。

粉煤灰作道路路面掺合料 有两种方法:①水泥混凝土路面的掺合料。主要是改善混凝土的和易性,提高耐久性和后期强度等,同时节约水泥。粉煤灰掺量一般为10%~20%,可节约水泥8%~16%。②振动碾压混凝土路面的掺合料。采用先进的振动碾压混凝土路面施工方法,选用粉煤灰为掺合料,掺量为60%以上,可大大节约水泥。

粉煤灰作回填材料 由于粉煤灰自重轻,抗剪强度高,可代替黏土等其他材料作道路工程中的结构回填材料,如用于公路桥梁的桥台、引桥、挡土墙及其他类型的挡护结构中。在处理软土地基时,用粉煤灰作回填材料最为理想。

粉煤灰作灌浆材料 粉煤灰浆液有:①纯粉煤灰浆;②石灰、粉煤灰灰浆;③水泥、粉煤灰灰浆;④水泥、粉煤灰、黏土灰浆;⑤水泥、粉煤灰、砂灰浆。由于粉煤灰固有的特性,因而增加了浆体的流动性、可泵性,减少离析,增加了耐久性、强度和抗硫酸盐性。

Fengzhen Fadianchang

丰镇发电厂 (Fengzhen Power Plant) 位于内蒙古自治区丰镇市。南距山西大同市45km,西距准格尔煤田216km。京包铁路、大准铁路在厂区东侧通过。燃煤来自雁北及准格尔煤田,由铁路及汽车运来。水源取自电厂东北约7km的饮马河河谷地下水,饮马河流域可开采水储量为2411万m³/年,允许电厂开采水量为2100万m³/年。

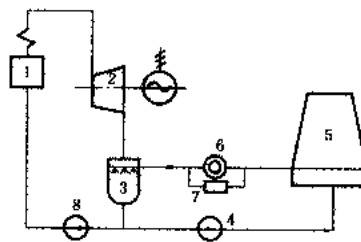
电厂共装6台200MW国产机组,从1989年到1995年陆续投产。1、2号机为湿冷机组,3、4、5、6号机为干冷机组,是目前我国最大的干冷电站。

电厂干冷系统 3、4、5、6号机组采取带混合式凝汽器的间接干冷系统(海勒系统),其系统简图如下:

汽轮机排汽进入混合式凝汽器,与冷却水混合冷凝后,约有2%~3%的凝结水由凝结水泵压经精处理装置后回到机组主系统。约有97%~98%的凝结水经循环水泵升压后送至空冷塔周围的冷却三角型散热器中冷却,冷却后的凝结水经水轮发电机(或旁路调节

阀)吸收能量后再回到混合式凝汽器中再进行下一次循环。

干冷系统优化结果:设计环境温度14℃;汽轮机额定背压9.8kPa(0.10ata);空冷塔起始温度差(ITI)31.5℃;汽机排热量236Gcal/h;夏季满发气温26.5℃;夏季满发背压19.6kPa(0.20ata);夏季ITD32.1℃;夏季汽机排热量254.7Gcal/h;循环水量22000m³/h;精处理入口水温≤50℃;全年不满发小时123h。



丰镇发电厂带混合式凝汽器的
间接干冷系统(海勒系统)图

1-锅炉;2-汽轮发电机组;3-混合式凝汽器;
4-循环水泵;5-空冷塔;6-水轮发电机;7-
调节阀;8-凝结水泵

汽轮机 空冷汽轮机的特点是背压高,且在运行中随环境温度的变化而变化,背压变化幅度大,使末级叶片的容积流量变化大,对低压缸的设计要有特殊措施。本厂汽轮机由哈尔滨汽轮机厂制造,为NK-200-12.7/535/535型超高压一次再热三缸二排汽凝汽式机组。其额定背压/安全满发背压/极限背压分别为9.8/19.6/26kPa。

凝汽器 为NK430/0.01型混合式凝汽器。主要靠喷嘴将冷却水雾化喷出,并在凝汽器壁形成水膜。由于与排汽混合接触,在理论上讲冷却水与凝结水的温差可以为0。哈尔滨厂的端差保证值为1℃,实际运行端差在3℃左右。原因主要在于凝汽器的设计、制造以及运行操作等方面。

空气冷却装置 每台采用一个空冷塔。塔高:3、4号机为116m,5、6号机为125m。塔底直径:3、4号机为91.6m,5、6号机为103m。在塔底进风口边直立安装有福哥型铝制三角形散热元件,由哈尔滨空调器厂生产。冷却三角数:3、4号机为107组,5、6号机为119组。

空冷机组的水处理 在海勒系统中,凝结水要接触大面积钢和铝,必须采取措施同时防止钢和铝的腐蚀。为了防止铝的腐蚀,必须采用中性水工况。对钢来说,中性水工况的水质还必须是高纯度的,而且要含有适当的氧量,这样钢的表面才能形成稳定的保护膜,使

钢不会受腐蚀。同时,给水也要求相应采用中性水工况。鉴于上述情况,丰镇电厂空冷机组水化学工况设计按照“分段”工况进行设计,即冷却水回路和除氧器之前为中性—氧化水工况,除氧器之后和锅炉之前为中性—低氧工况,而在锅炉内则采用添加不挥发性碱化剂的碱性—还原水工况。

空冷机组的防冻 防止铝制散热元件结冻,是空冷机组在冬季运行中非常重要的问题。在丰镇工程中,通过研究和计算,证明冷却水降到冰点所需的时间,环境温度比进塔水温影响更大。因此,仅依靠提高进塔水温延缓达到冰点时间来增加防冻安全是不可取的。丰镇电厂在冬季运行时,结合对进塔水温的控制,把全塔百叶窗开度均衡控制在30%开度以下。一旦出现断流,迅速关闭百叶窗,以延长降至冰点的时间。

大风对冷却效果的影响 当风速大于4m/s时,对冷却效果发生影响;风速5~7m/s时,可使空冷塔效率下降10%~25%,在丰镇工程中,内蒙古电力设计院与北京大学进行了风洞试验模拟研究工作,初步得出改善大风影响的具体工程措施。

丰镇电厂空冷机组投产以来,运行效果良好,年运行小时可达6500h,比常规湿冷机组节水60%。空冷系统中的水轮机,由于国内尚无产品,现场留有安装位置,未装水轮发电机,影响了系统效率。

1998年丰镇发电厂全厂1200MW平均发电煤耗率为374g/(kW·h),供电煤耗率为407g/(kW·h),高于常规湿冷机组约16g/(kW·h)。

风机

风机 (fan) 通风机的简称,是将原动机的机械能转变为气体能量的一种输送气体的机械。火力发电厂锅炉通风用的风机(送风机、引风机、一次风机和排粉风机等)亦称电站风机。风机按作用原理可分为离心式、轴流式、混流式和横流式四种类型。用于电站风机的有离心式、轴流式和混流式三种,它们具有效率高、流量大、输出流量均匀等优点。

离心式风机 结构示意图于图1,主要由叶轮、主轴、机壳、集流器、调节器等组成。当原动机(一般用电动机)带动叶轮旋转时,气体经过集流器被轴向吸入,然后约折转90°流入由叶轮叶片构成的流道,并随着叶轮旋转而获得离心力。在离心力作用下,气体获得能量(静压和动能)甩向机

壳,并在其中将部分动能转变为静压能,最后从风机出口排出。

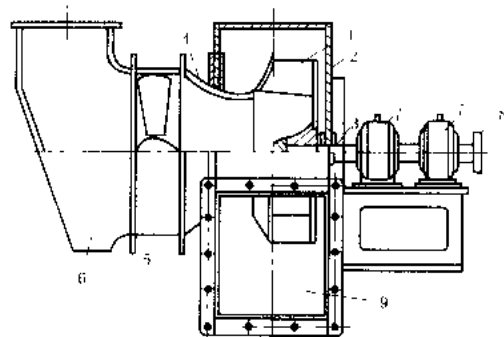


图1 离心式风机结构示意图

1—叶轮; 2—机壳; 3—主轴; 4—集流器; 5—调节器; 6—进风室; 7—轴承; 8—联轴器; 9—风机出口

轴流式风机 结构示意图于图2,主要由进气室、外壳、叶轮、导叶、扩压器、主轴等组成。当叶轮由原动机带动旋转时,气体沿轴向进入叶轮。在叶片升力作用下,使气体获得能量,流入导叶。导叶将部分偏转的气流动能转变为静压能,最后气流通过扩压器,将部分轴向气流动能转变为静压能,沿轴向流出扩压器。动叶安装角度能在风机运转中进行调节的称动叶调节轴流风机[图2(a)];动叶在运转中不能进行调节而依靠叶轮前的可调导叶进行调节的称静叶调节轴流风机[图2(b)]。

混流式风机 亦称斜流式风机,由于其叶轮流道中气体的子午速度逐渐增大,因而又称子午加速轴流式风机。其结构示意图于图3。它与轴流式风机的差别是轮毂不是圆柱形而是圆锥形或其它曲面,也有主体风筒筒身为圆锥形的。气流沿轴向进入叶轮后,近似地沿着锥面流动,气体流动方向介于离心式与轴流式之间,兼有轴流式和离心式风机的特点,压力系数比轴流风机高而流量系数则比离心式风机大。其结构简单,但动叶本身不能调整,需借助于叶轮前的可调叶片进行调节,故在中国电力行业内也将其简称为静叶

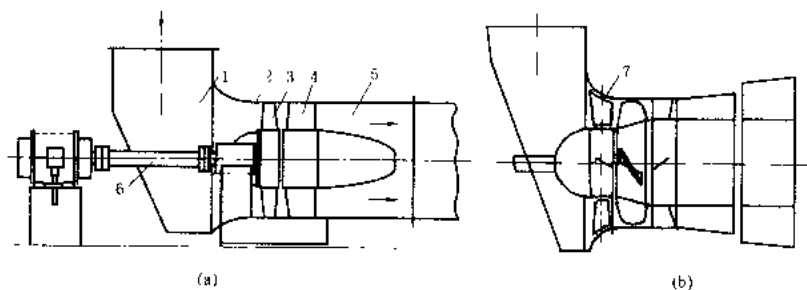


图2 轴流式风机结构示意图

(a) 动叶调节; (b) 静叶调节

1—进气室; 2—外壳; 3—叶轮; 4—导叶; 5—扩压器; 6—主轴; 7—可调导叶

调节轴流式风机。

风机的主要性能参数有流量、压力、功率、效率、转速和噪声。流量指单位时间内通过风机的气体容积或质量，分别称为容积流量（风量）和质量流量。气体在流过风机时，其容积流量将随着风机各流通截面上压力的增加而减少。通风机风量是特指风机进口处的容积流量，用 q_v 表示。常用单位为 m^3/s 、 m^3/min 、 m^3/h 。压力是指气体在风机内压力的升高值，有全压、静压、动压之分，单位为 Pa 。风机全压为风机出口截面与风机进口截面全压差，以 p_H 表示。风机动压为风机出口截面气流平均速度的动压，以 p_d 表示。风机静压为风机全压与风机动压之差，以 p_s 表示。功率分有效功率、内功率和轴功率，单位为 kW 。有效功率指单位时间内，气体从风机中所获得的总能量，用 P_e 表示；

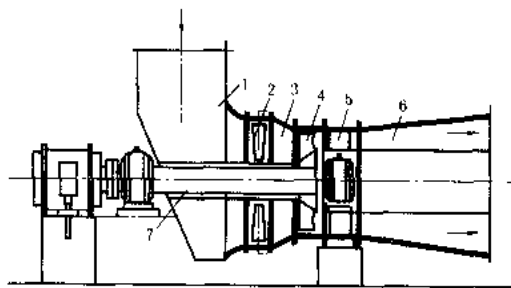


图3 混流式风机结构示意图

1—进气室；2—调节器；3—集流器；4—叶轮；
5—导叶片；6—扩压器；7—主轴

内功率指计入流动损失和泄漏损失，单位时间里消耗于气体的功率，以 P_m 表示；轴功率指驱动（原动机传给）风机主轴的功率，以 P_{sh} 表示。风机效率一般指全压效率，是风机有效功率与轴功率之比，以 η_m 表示。相应的还有内效率即有效功率与内功率之比，以 η_n 表示。转速指单位时间内风机叶轮旋转的周数，以 n 表示，单位为 r/min 。风机噪声指风机（不包括原动机）向周围大气和联结管道辐射的噪声总和。一般包括空气动力噪声和机械噪声两部分，以 A 声级和声功率级表示，单位为 dB 。

风机的性能曲线是在一定的转速和气体密度下，将风机的压力、功率和效率等主要性能参数随风机流量的变化关系绘制成的曲线。离心式风机、动叶调节轴流式风机和混流式风机的典型性能曲线分别示于图4、图5和图6。从图中可见，轴流和混流式风机的失速区域（不稳定运行区域）较大，在选用它们作为电站风机时，应注意留有足够的失速裕量，保证在锅炉各种运行工况下都不会落入失速区运行。否则叶片可能受到交变的气流作用力而导致损坏。动叶调节轴流式风机应装有失速报警装置，混流式风机最好选用带有防

失速装置的风机。

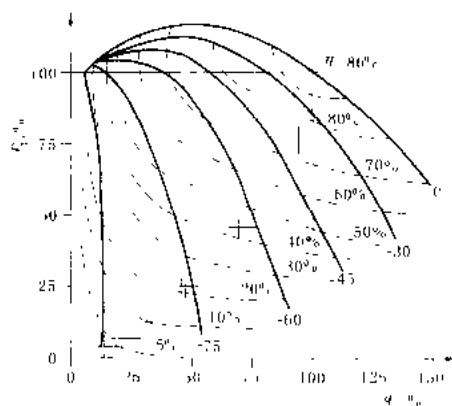


图4 离心风机性能曲线

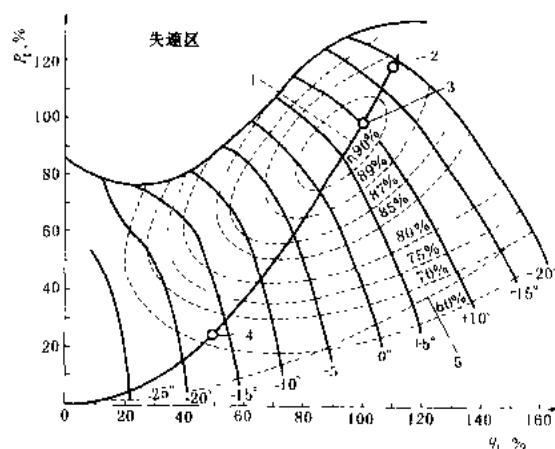


图5 轴流风机性能曲线

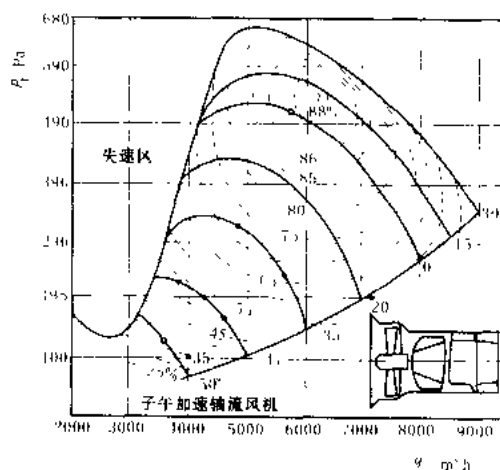


图6 混流式风机性能曲线

langy anzhuang

风机安装 (fan installation)

火力发电厂用

风机有离心式、轴流式和斜流式三种，都是典型的卧

式转动机械, 安装工艺也主要是转动机械的通用工艺。

离心风机安装 主要步骤是: 台板就位, 轴承安装, 转子安装, 机壳和集流器安装, 调节挡板安装。前一步是转动机械通用工艺方法(见汽轮机安装)。机壳安装是在转子安装前先把机壳下半部临时就位, 转子就位找正后, 机壳对转子叶轮找正, 使圆周间隙和进风口处的轴向间隙符合规定, 找正时要保持机壳垂直。集流器在机壳进风处, 也以叶轮为准找正其相对的径向圆周间隙和轴向位置, 找正后与机壳连接。集流器前的调节挡板安装时, 要注意挡板偏转方向, 使气流通过挡板后的流向与叶轮旋转方向一致, 否则气流在此急转弯造成很大风压损失。

轴流风机安装 供货情况一般是, 机身分为进气室、叶轮壳、静叶段和扩散器四段, 此外还有转子和动叶调节器。转子两端的轴承是固定在进气室两端的, 所以先把进气室就位找正并固定。然后转子穿入进气室, 放在两轴承上。转子水平以靠电动机侧的推力轴承处为准。对引风机考虑到轴承在运行时受热风影响膨胀上升, 故安装时降低上升值的 $1/2 \sim 2/3$ 。此后安装叶轮壳, 以叶轮为中心找正后与进风口联结。再装静叶段和扩散器。扩散器安装前应先装好下面的轨道, 轨道要求平直以保证扩散器热膨胀时前移无卡涩。动叶调节器安装时, 使其连接杆与立轴同心, 转换体在导柱上滑动灵活, 动作试验检查调整方向正确, 动作灵活。

斜流式风机 安装工艺与轴流风机相近。

风机选择

风机选择 (fan selection) 根据锅炉和煤粉制备设备的需要, 确定燃烧系统各风机的型式、台数和规范。主要包括烟风系统中的送风机和引风机, 煤粉制备系统中的一次风机、中间储仓式制粉系统中的排粉风机, 还包括磨煤机的密封风机和供锅炉点火油枪、火焰检测器等设备冷却和密封用的一些小容量风机。

风机选择原则 风机选择的主要依据是与锅炉或与煤粉制备设备在各种运行工况下所匹配的风量、压头及工作介质的含尘量和耐磨要求。通常按 TB (test block 点, 表征风机最大工作点)、100% (表征风机额定工作点, 相应于锅炉的最大连续出力工况或磨煤机的最大出力工况点)、TRL (汽轮机额定负荷点, 表征风机经济工作点) 和单台风机最大运行工况点 (表征风机最大轴功率点) 等这几个工况点列出风机选型参数表。当风机合同中的技术规范以风机制造厂商产品设计的基本介质密度为基准时, 尚需将风机选型参数折算到制造厂标准条件下 (包括当地大气压影响), 对

“压头”亦可以“比能” ($N \cdot m/kg$) 来替代。对引风机的选型参数应按除尘器保证效率来确定烟气含尘量, 并根据锅炉启动过程中静电除尘器投电条件来确定是否需要提高风机的耐磨等级; 对工作于回转式空气预热器并设置热风再循环系统的送风机或一次风机, 也需要考虑因再循环热风带灰所引起的防磨要求。

锅炉风机型式通常有单速离心式、双速离心式、动叶可调轴流式和静叶可调轴流式等几种, 少数电厂中也有采用与液力联轴器、晶闸管串调装置、变频调速装置等调速设施相配的调速风机。工程中须根据机组负荷特性及风机特性、耐磨要求等因素, 对风机运行经济性、设备 (包括电动机) 投资及检修维护条件等进行综合考虑, 比选确定。

送风机 大容量锅炉一般设置 2 台送风机, 不设备用。其风量裕量不低于 5%, 另加温度裕量 (指风机 TB 点设计介质温度高于风机 100% 工况点设计介质温度的差值, $^{\circ}C$), 压头裕量不低于 10%。当送风机出口接有配三分仓空气预热器的冷一次风机时, 送风机的风量裕量不低于 10%。对燃烧低热值或低挥发分煤的锅炉, 还应当验算在单台送风机运行工况下能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。

大容量锅炉的送风机通常选用动叶可调轴流式, 也可选用静叶可调轴流式或高效离心式。当采用双速离心风机时, 其低速挡宜满足汽轮机带额定负荷的需要, 并处于高效率区运行。

引风机 大容量锅炉一般设置 2 台引风机, 不设备用。当负荷工况变化大、燃料结构复杂, 或机组容量为 600 MW 以上时, 引风机台数可多于 2 台。引风机的风量裕量在考虑空气预热器漏风率后不低于 10%, 另加 10 $^{\circ}C$ 温度裕量。引风机的压头裕量不低于 20%。对燃烧低热值或低挥发分煤的锅炉, 还应当验算在单台引风机运行工况下能满足锅炉最低不投油稳燃负荷时的需要。

大容量锅炉的引风机通常推荐选用静叶可调轴流式或高效离心式, 当烟气中含尘量能满足风机要求且技术经济比较合理时, 可采用动叶可调轴流式。当采用双速离心式风机时, 其低速挡宜满足汽轮机带额定负荷的要求, 并处于高效率区运行。

冷一次风机 风机台数一般为 2 台, 不设备用。风机的设计裕量与制粉系统型式有关: 当采用正压直吹式制粉系统时, 风量裕量宜不小于 40%, 另加温度裕量; 压头裕量宜不小于 30%。对于与送风机串联运行的冷一次风机, 压头裕量宜不低于 35%。当采用储仓式制粉系统时, 风量裕量宜不低于 20%, 另加温度裕量; 压头裕量宜不低于 25%。在计算风机的基本风量时, 均按锅炉最大连续蒸发量时所需一次风量、制

造厂保证的空气预热器运行一年后一次风侧的漏风量加上需由一次风机所提供的全部磨煤机密封风损失量来考虑。

冷一次风机通常采用单速离心式,对600 MW及以上机组也可采用动叶可调轴流式。

热一次风机 风机台数一般与磨煤机台数相匹配。风机的风量裕量宜不低于5%,另加的温度裕量根据燃煤水分变化范围来选定,风机的压头裕量宜不低于10%。

热一次风机通常采用单速离心式。

排粉风机 排粉风机的台数与磨煤机台数相同。排粉风机的风量裕量宜不低于5%,压头裕量宜不低于10%。

排粉风机通常为耐磨离心风机。

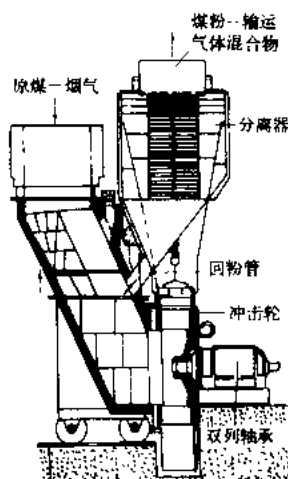
密封风机 对中速磨煤机和双进双出钢球磨煤机止压直吹式制粉系统需设置密封风机时,每台锅炉设置的密封风机不应少于2台,其中1台为备用;当每台磨煤机均设置密封风机时,可不设置备用风机。密封风机的风量裕量应不低于10%,压头裕量应不低于20%。

冷却风机 用于向炉膛安全监控系统中的火焰探测器提供冷却风。冷却风机通常选用2台离心式风机,其风量裕量为15%,压头裕量为25%。

点火风机 用来向锅炉燃油点火系统油燃烧器提供燃烧空气,在启动期间二次风压不能满足点火需要情况下设置。点火风机仅在锅炉启动期间使用,故不设备用。点火风机的风量裕量不小于15%,压头裕量不小于25%。

leigshan morrell

风扇磨煤机 (beater wheel mill) 利用高速旋转的风扇式冲击叶轮将煤磨成煤粉的机械设备。风扇磨煤机的结构如图示。原煤送入磨前的干燥剂管道中,借助高温炉烟或热风进行初步干燥,然后进入磨煤机。煤沿着冲击轮内缘进入,在与冲击轮撞击和煤粒相互摩擦作用下被粉碎。与此同时也完成了干燥过程。煤粉经粗粉分离器分离后,合格的煤粉由于燥剂带至燃烧器,分离下来的粗粉粒经回粉管回到磨煤机重



风扇磨煤机

新碾磨。

风扇磨煤机转速高达420~1500 r/min,叶轮周速在85~90 m/s,属高速磨煤机,其冲击轮起着强烈的通风作用,使煤在磨煤机中都处于悬浮状态,干燥能力很强。冲击轮上的打击板与一般风机叶轮上的直叶片相似,旋转时可使风扇磨产生1.4~2.0 kPa的自通风压头,利用这压头可抽取部分高温炉烟作干燥剂并可将风粉混合物作为一次风喷入炉膛。加入炉烟还能抑止煤粉爆燃事故。

风扇磨煤机适用于磨制高水分褐煤和易磨的烟煤,其煤粉细度可在 $R_{90}=20\%\sim 60\%$ 范围内调节。风扇磨在德国得到广泛应用,并发展出S、N两个系列,S系列适用于水分低于35%的烟煤和硬质褐煤,N系列适用于水分为35%~70%的高水分褐煤及木质煤。为了提高冲击轮寿命和磨煤出力,当磨制含砂石量较多的褐煤时,大型风扇磨煤机可设置前置锤,这种风扇磨煤机目前已得到了发展。

风扇磨煤机结构简单、尺寸紧凑、占地小、由于冲击轮的鼓风作用可省掉排粉风机(或一次风机),故电耗低。磨制褐煤时能耗约为11~13 kW·h/t。突出的缺点是高速旋转的冲击板磨损严重,寿命短,一般只有500~3000 h,因而需频繁检修,更换叶轮。因此电厂需配备有备用叶轮和完善的叶轮检修车间和更换叶轮的专用工具。

lu ne bachu

伏/赫保护 (V/Hz protection) 自动电压调节器和继电保护装置中限制同步发电机和变压器的电压与频率的比值,避免发电机和相连的变压器铁芯过热的附加保护装置。其作用是防止发电机在空载、甩负荷或启动期间因过励磁使发电机和变压器的铁芯因磁通过饱和而引起的过热。发电机、变压器中磁通密度 $B \propto K \frac{U}{f}$,即工作磁通密度与电压 U 和频率 f 的比值

成比例,电压升高或频率下降都将使工作磁密增加,因此限制V/Hz的比值可限制铁芯的饱和程度

自动电压调节器的伏/赫保护与伏/赫限制装置配合起保护作用。伏/赫限制是由运算放大器构成的输出限制装置,它检测V/Hz比值,当比值大于其额定值时,限制电压调节器的输出,使发电机和变压器的V/Hz不超过额定值。伏/赫保护是伏/赫限制的后备保护,其作用是当调节器自动回路退出工作或伏/赫限制失灵时,用来防止发电机的过电压及低频率。它由两套保护装置组成,构成二段保护:第一段V/Hz比值为1.1额定值,其动作是发出报警信号,并经20~200s(通常为50s)跳发电机断路器和灭磁;第二段V/Hz

比值为 1.2 额定值,其动作也是发出报警信号,并经 1.5~15s (通常为 6s) 跳发电机断路器和灭磁。

1. 辐射换热

辐射换热 (radiation heat transfer) 两个互不接触且温度不相等的物体或介质之间通过电磁波进行的热交换过程,是传热学研究的重要内容之一。

辐射是以电磁波形式发射和吸收能量的传输过程。各种电磁波都以与光速相同的速度在空间传播,但是不同波长(λ)或频率(f)的电磁波的性质是不相同的(见图 1)。通常称 $0.1 \mu\text{m} < \lambda < 1000 \mu\text{m}$ 波长范围内的辐射为热辐射,其中包括 $0.3 \sim 0.7 \mu\text{m}$ 波长的可见光辐射。

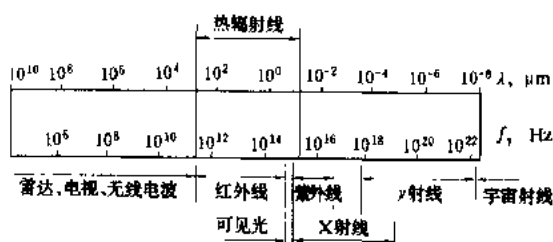


图 1 电磁辐射的波长分布

基本定律 物体都具有辐射和吸引热射线的能力。

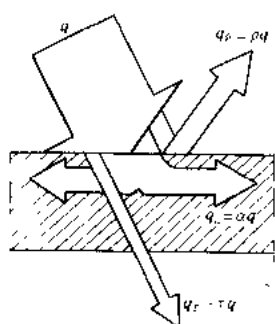


图 2 物体的基本辐射特性

如入射到物体表面的辐射热流为 q , 则被表面反射的热流为 q_r , 被物体吸收的热流为 q_a , 其余 q_t 将透射过物体。 q_r 、 q_a 、 q_t 与入射热流 q 的比值分别称为反射率、吸收率、透射率,并依次用符号 ρ 、 α 和 τ 表示(见图 2)。根据能量守恒定律,应有关系式: $\rho + \alpha + \tau = 1$ 。

反射率和透射率都为零的物体($\alpha=1$)称为绝对黑体,简称黑体。没有反射和吸收能力的物体($\tau=1$)称为透明体。

辐射换热的基本定律有普朗克定律、维恩位移定律、斯忒藩-玻耳兹曼定律、基尔霍夫定律、兰伯特余弦定律等。

普朗克定律 M. 普朗克(Max Planck)根据能量不连续的量子假设,导出黑体的单色辐射强度定律:

$$e_{\lambda b} = \frac{C_1 \lambda^{-5}}{\exp\left(\frac{C_2}{\lambda T}\right) - 1} \quad \text{W/m}^2$$

式中: λ 为波长, m; T 为黑体温度, K; $C_1 = 3.743 \times$

$10^{-16} \text{W} \cdot \text{m}^2$; $C_2 = 1.4387 \times 10^{-2} \text{m} \cdot \text{K}$ 。

按公式得到的黑体单色辐射力分布见图 3。可以

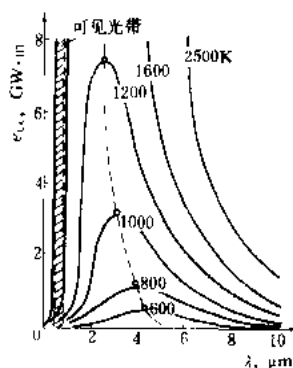


图 3 黑体单色辐射力与波长、温度的关系

看到,在工程使用的温度范围内(约在 2500K 以下),波长 $\lambda = 0.8 \sim 10 \mu\text{m}$ 的红外线在热辐射中占主导地位;而波长 $\lambda = 0.4 \sim 0.8 \mu\text{m}$ 的可见光能量相对很小,可忽略不计。但对于高达 6000 K 的太阳辐射来说,可见光的辐射能量已占总辐射能量的将近 1/2。图上每根曲线以下的面积即

表示相应温度下黑体的总辐射力 $e_b = \int_0^\infty e_{\lambda b} d\lambda$ 。显然,黑体的总辐射力随温度上升而迅速增大。

维恩位移定律 W. 维恩(Wilhelm Wien)借助于热力学定律从理论上导出最大单色辐射力的波长(λ_m)与温度(T)成反比的关系式:

$$\lambda_m T = 2897.6 \mu\text{m} \cdot \text{K}$$

利用位移定律可以粗略地估计物体的温度。如用分光镜测出太阳光谱中最大单色辐射力的波长 λ_m 在 $0.5 \mu\text{m}$ 左右。由此可知太阳的表面温度 $T \approx 2897.6 / 0.5 \approx 5800 \text{K}$ 。

斯忒藩-玻耳兹曼定律 J. 斯忒藩(Josef Stefan)与 L. E. 玻耳兹曼(Ludwig Eduard Boltzmann)分别由实验和热力学理论得知黑体的辐射力(e_b)与温度(T)的四次方成比例,即 $e_b = \sigma T^4$, W/m^2 。式中 $\sigma = 5.6688 \times 10^{-8} \text{W/(m}^2 \cdot \text{K}^4)$, 称为斯忒藩-玻耳兹曼常量。这个定律也可直接由普朗克定律积分得到。

基尔霍夫定律 实际物体都不是黑体,它们的总辐射力(E)或单色辐射力(E_λ)都不如黑体的高。如果相应地把实际物体与黑体的总辐射力比值和实际物体与黑体的单色辐射力的比值定义为总发射率或黑度($\epsilon = E/E_b$)和单色发射率或单色黑度($\epsilon_\lambda = E_\lambda/E_{\lambda b}$),则 G. R. 基尔霍夫(Gustav Robert Kirchhoff)通过人造空腔实验(见黑体辐射)论证了吸收率(α 或 α_λ)大的物体,它的发射率,即黑度(ϵ 或 ϵ_λ)也必然是大的;而且在整个体系处于热平衡状态下,吸收率与发射率在数值上相等,即 $\alpha = \epsilon$, $\alpha_\lambda = \epsilon_\lambda$ 。所以具有吸收率最大的黑体,它的发射率或黑度值也最大,且 $\epsilon_b = \alpha_b = 1$ 。

物体的黑度不仅与材料及其表面状况有关,而且还是波长和辐射温度的函数。当表面的吸收率或发射

率(或黑度)不随波长而变化时,这种物体称为灰体。

灰体与黑体,都是理想化物体,自然界是找不到的。实际物体的单色辐射力强度分布曲线是不光滑的(见图1)。尽管如此,很多工程材料,如非导体和半导体等材料,在红外线辐射范围内都可近似地视作灰体。对于灰体,公式可修改为: $\epsilon = \epsilon_{\lambda} T^{\lambda}$, W/m^2 。

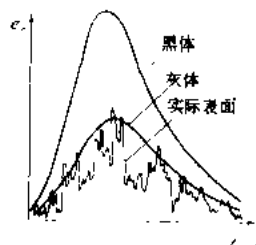


图4 黑体、灰体和实际表面的单色辐射力比较

兰伯特余弦定律 物体在不同方向上朝外辐射的能力是不等的。J. H. 兰伯特 (J. H. Lambert) 指出黑体或具有全漫射表面特性的物体在任意方向(与表面法向成 φ 角)上的辐射力 (e_{φ}) 与表面法向上的辐射力 (e_n) 之比值跟方向角 φ 成余弦关系, 即

$$e_{\varphi} = e_n \cos \varphi \quad W/m^2$$

它表明对于黑体或全漫射表面, 法线方向上的辐射力最大, 而平行于表面方向上的辐射力最小, 并等于零。

辐射热交换 辐射换热是热工设备中的重要换热方式。常遇到的问题有两类: 固体表面间的辐射换热和固体表面与气体间的辐射换热。

固体表面间的辐射换热 灰体表面1对与其构成封闭系统的灰体表面2的辐射换热量 Q_{12} 可以用斯武藩-玻耳兹曼定律公式表示:

$$Q_{12} = F_{12} (e_{b1} - e_{b2}) = F_{12} \sigma (T_1^4 - T_2^4)$$

两表面间的辐射换热形状参数

$$F_{12} = \frac{A_1 F_{12}}{1 + \left(\frac{1}{\epsilon_1} - 1 \right) F_{12} + \left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1 \right) F_{21}} \\ = \frac{\frac{1}{A_1 F_{12}} + \left(\frac{1 - \epsilon_1}{\epsilon_1 A_1} \right) + \left(\frac{1 - \epsilon_2}{\epsilon_2 A_2} \right)}$$

式中 T_1 、 T_2 、 ϵ_1 、 ϵ_2 和 A_1 、 A_2 分别是表面1和2的温度、黑度及换热表面积。 F_{12} 、 F_{21} 为辐射角系数, 对于两个平行的无限大平板, $F_{12} = F_{21} = 1$; 对于两个同心圆球或两个同轴无限长圆柱, 若内外表面积分别为 A_1 和 A_2 , 则 $F_{12} = 1$, $F_{21} = A_1/A_2$ 。其他情况下的 F_{12} 值可查阅有关手册。此外, 角系数的值还可以根据相对性原理, 由关系式: $A_1 F_{12} = A_2 F_{21}$ 进行推算。

电模拟网络法是这类换热的有效计算方法。如果把电流比拟为热流 Q_{12} , 把电位差比拟为辐射力差 ($e_{b1} - e_{b2}$), 把电阻比拟为 $1/F_{12}$, 则两灰表面平板间的辐射换热可由电网络模拟 (见图5)。

由三个灰表面组成的辐射换热也可以由电网络模

拟为图6所示图形。显然, 固体表面间的辐射换热除几何因素外, 主要取决于表面黑度。在众多的工程材料

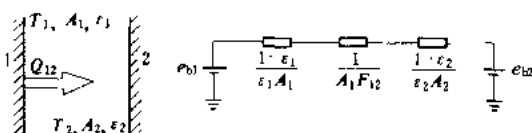


图5 电模拟网络图

中, 非导体的黑度一般都比金属导体的高。对于辐射和吸收过程来说, 几乎所有的固体和液体都是在很薄的表面层中完成的, 所以有关系式 $\rho + \alpha = 1$ 。固体的黑度不仅与材料的性质有关, 而且还随表面的氧化程度和粗糙度而变化。如抛光的铜或抛光的其他金属表面的黑度都在0.05以下, 呈黑色的氧化铜表面黑度达到0.78, 而油漆、橡胶、石棉、石灰石、纸、石英以及木材等的黑度都在0.8以上。

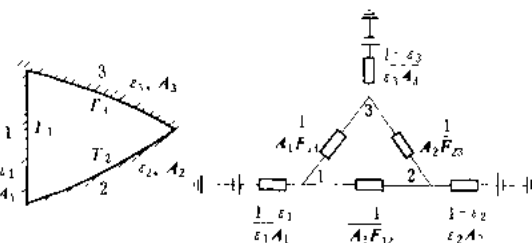
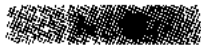


图6 多表面辐射换热电模拟网络图

气体与固体表面间的辐射换热 气体的反射率通常可以忽略, 因此有: $\alpha + \tau = 1$ 。气体辐射具有两点不同于固体的特性: ①对波长的选择性, 因而气体的辐射光谱是不连续的, 而且不同气体的辐射特性迥然不同。如由同种原子组成的惰性气体 (如 He, Ne, Ar, ...) 和对称结构的双原子气体 (如 H₂, O₂, N₂, ...) 在中等温度条件下基本上没有辐射和吸收能力, 对热射线是透明的; 由异种原子组成的非对称结构的气体 (如 CO, CO₂, H₂O, SO₂, ...) 都具有不同程度的辐射和吸收能力。②辐射和吸收过程是在整个容积中进行的, 因此气体的辐射和吸收能力取决于气体本身的状况以及热射线在气体容积中的行程, 即气体的黑度将与气体的种类、气体的状态参数 (如压强、温度) 和气层厚度有关。在实际计算中, 一般采用公式 $\epsilon_g = 1 - \exp(-Kpl)$ 来计算气体黑度, 式中 p 为气体压力; l 为气层厚度; K 为气层的辐射减弱系数, 它与气体的成分和温度有关。

火焰辐射 是气体辐射的一种特例, 也是热能动力学科特别关注的辐射形式。火焰一般可分为发光火焰和不发光火焰两类。不发光火焰的黑度可直接使用前述公式, K 值可查阅有关资料进行计算。对于发光



火焰,如燃油火焰中析出的炭黑和煤粉火焰中的焦炭和灰的粒子都有比气体辐射强得多的辐射能力,这时在组成总辐射减弱系数 ΣK 中,除分辐射减弱系数 K_{CO_2} 、 $K_{\text{H}_2\text{O}}$ 等外,还要计入固体发光颗粒的减弱系数 $K_{\text{灰}}$ 、 $K_{\text{炭黑}}$ 。在实际工程中,炉膛的辐射换热计算是很复杂的,这不仅是因为炉膛的形状不规则,气体的成分复杂,而且整个空间的温度差异很大,因此目前还没有一种准确而又成熟的计算方法。

参考书目

斯帕罗,塞斯著.辐射传热.顾传保,张学学译.北京:高等教育出版社,1983 (Sparrow E M, Cess R D. Radiation Heat Transfer. Augmented ed. New York: McGraw-Hill Book Company, 1978)

辐射角系数

辐射角系数 (radiative angle factors) 辐射换热时一个表面发射的能量中能直接达到另一表面的份额,简称角系数,以符号 F_{a-b} 表示。下角标 $a-b$ 表示辐射能将由表面 a 投射到表面 b 。它和所研究的两个物体的几何形状和相对位置直接相关,是计算表面辐射换热不可缺少的一个无量纲量。

因为以电磁波形式传递的辐射能是直线行进的,所以当表面辐射具有漫射性质(即服从兰贝特定律)时,可得到如下的数学定义式。

对于如图所示的两个微元面积 dA_1 和 dA_2

$$dF_{dA_1-dA_2} = \frac{\cos\beta_1 \cos\beta_2}{\pi r^2} dA_2$$

$$dA_1 dF_{dA_1-dA_2} = dA_2 dF_{dA_2-dA_1}$$

对于微元面积 dA_1 和一个有限表面 A_2

$$F_{dA_1-A_2} = \int_{A_2} \frac{\cos\beta_1 \cos\beta_2}{\pi r^2} dA_2$$

$$dA_1 F_{dA_1-A_2} = A_2 dF_{A_2-dA_1}$$

对于两个有限表面 A_1 和 A_2

$$F_{A_1-A_2} = \frac{1}{A_1} \int_{A_1} \int_{A_2} \frac{\cos\beta_1 \cos\beta_2}{\pi r^2} dA_1 dA_2$$

$$A_1 F_{A_1-A_2} = A_2 F_{A_2-A_1}$$

式中 $\cos\beta_1$ 、 $\cos\beta_2$ 分别为表面1和表面2与计算点的法线与两计算点连线的夹角余弦; r 为两点间距离。它们相应地表示为

$$\cos\beta_1 = \frac{l_1(x_2-x_1) + m_1(y_2-y_1) + n_1(z_2-z_1)}{r}$$

$$\cos\beta_2 = \frac{l_2(x_1-x_2) + m_2(y_1-y_2) + n_2(z_1-z_2)}{r}$$

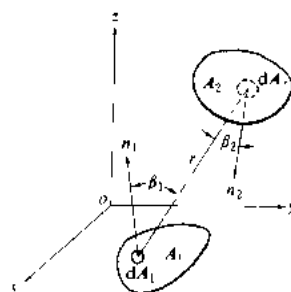
$$r^2 = (x_2-x_1)^2 + (y_2-y_1)^2 + (z_2-z_1)^2$$

式中 (x_1, y_1, z_1) 、 (x_2, y_2, z_2) 分别为表面1和表面2上计算点的坐标; l_1 、 m_1 、 n_1 和 l_2 、 m_2 、 n_2 分别为

x 、 y 、 z 坐标轴与点 (x_1, y_1, z_1) 和点 (x_2, y_2, z_2) 处表面法线的角余弦。

角系数的解析计算通常是比较困难的,因为它的定义式中出现二重积分和四重积分,某些情况下可能要求助于数值计算。幸而针对不同情况,已研究得到很多实用而有效的角系数计算方法。如应用环路积分法可以根据斯托克斯定理简化重积分的运算,变面积分为线积分;对于比较典型的规则表面,利用代数分析法可能得到角系数;此外还有图解法、模拟法等。某些工程技术上经常遇到的角系数数值及代数分析法的有关资料已被列成专门的图表,以供人们查找使用。

角系数计算的几何关系



参考书目

杨贤荣,马庆芳等.辐射换热角系数手册.北京:国防工业出版社,1982

辐射选择性

辐射选择性 (selectivity of radiation) 气体通过增添或释放储存在分子内部的某种能量而选择性地吸收或辐射某些特定波长范围内的辐射能力的性能,是气体所独具的辐射特性之一。

几乎所有固体和液体都具有连续频谱的辐射特性,即能吸收向它入射的全部波长的射线能量。气体则不然,它的辐射波长不连续,带有选择性。通过其分子转动或原子振动的改变、电子轨道的改变以及原子核排列的改变等,以气体的选择性频谱形式表现出辐射中能量子的不连续性。在吸收入射气体的辐射能时也是如此,只有那些与其本身特有的能级相呼应的频带范围内的能量才能被其吸收。

通常因原子核的排列改变导致的能级跃迁最大,即能量子最大;而由分子转动或原子振动改变所引起的能级跃迁最小,即能量子最小。根据M.普朗克(Max Planck)的量子理论,跃迁的能量与其频率成正比。因此,在一般的工程应用温度范围内(3000 K以下),以分子转动或原子振动的变迁为主要形式的热辐射具有比高温下(如太阳表面温度)辐射的可见光和紫外线为长的波长(0.1~100 μm)。

因为一般气体原子总是带有电荷的,所以在它们转动或振动时就像是无数个微小的电磁发生体一样传递辐射波。各种气体分子的结构不同,它们的辐射频谱也不相同。图1和图2给出CO₂和水蒸气的选择性辐射

射频谱。而由同种原子组成的单质性气体(如 H_2 , O_2 , N_2 , ...), 包括单原子气体(如 He , Ne , Ar , ...), 因其本身不携带自由电荷, 因此它们在辐射过程中基本上是透明的, 既不辐射能量, 也不吸收能量。

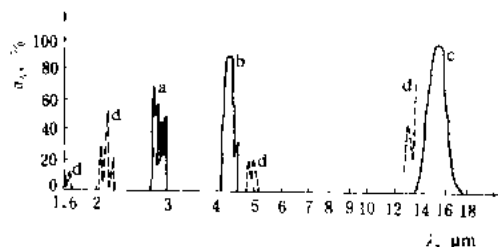


图1 CO_2 的吸收频带

气层厚度: a. 5cm; b. 2cm; c. 6.3cm; d. 100cm

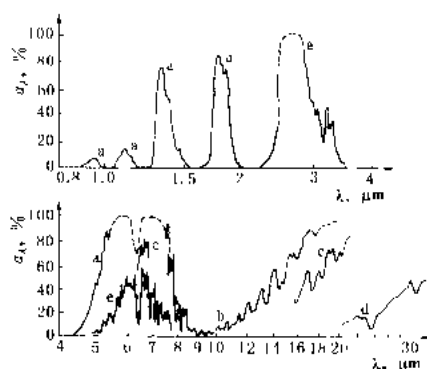


图2 水蒸气的吸收频带

a. 400K, 109cm; b. 400K, 104cm; c. 400K, 32.4cm; d. 354K, 32.4cm (水蒸气与空气混合, 相当于纯水蒸气气层厚4cm); e. 室温, 220cm (湿空气, 相当于纯水蒸气在大气环境下层厚7cm)

参考书目

[苏] 伊萨琴科等. 传热学. 王丰等译. 北京: 高等教育出版社, 1987 (Исаченко В. И. и др. Теплопередача. Издательство «Энергия», 1965)

711: shunxu kongzhi

辅机顺序控制 (sequence control of auxiliary equipment)

根据电厂辅机及相关的设备和系统在起动(投入)、停止(切除)过程中的工艺时序和逻辑关系, 将它们分组进行自动的顺序或逻辑控制。它广泛用于电厂锅炉、汽轮发电机组的辅助设备和系统以及辅助车间的设备控制。例如锅炉负荷增加时, 应投入一套直吹式制粉系统的运行; 一台给水泵事故跳闸时, 应迅速将备用的给水泵系统自动投入运行; 锅炉汽包水位高时, 应将紧急放水门自动打开; 化学水处理系统中, 离子交换器自动再生的顺序控制等等。

由于这种设备或系统的控制特点均是从一种运行状态转换成另一运行状态, 如电动机的起停, 阀门的开闭; 局部工艺系统的投入或切除, 模拟量控制系统自动方式和手动控制方式的转换等, 因此, 也称其为两位控制或二进制控制。对于机组的保护系统, 虽然保护控制的对象也是将其由一种状态转换到另一种状态, 甚至控制的对象与顺序控制的对象是相同的, 如锅炉停炉保护要连续将送风机和直吹式制粉系统的磨煤机停止, 但机组保护逻辑是独立工作的, 不属于辅机顺序控制的范围。

目的和手段 设置辅机自动顺序控制的目的是提高自动化水平, 从而减少运行人员操作和监视的工作量, 并保证操作的安全和及时性。因为这些操作既应按工艺过程运行的规律, 满足工艺过程允许的条件和要求, 又应保证实时完成, 否则将损坏设备或破坏系统的正常运行。自动控制避免了运行人员经验不同和精力是否集中产生的影响。

实现自动顺序控制的手段过去多采用继电器, 随着机组容量增大, 工艺逻辑关系日益复杂和电子技术的发展, 现基本上均用微机或可编程序控制器。单元机组采用分散控制系统(DCS)控制后, 顺序控制系统(sequence control system, SCS)已作为DCS中的主要控制功能之一。

分级分组控制 被控辅机设备一般按相关工艺系统分级分组, 实现分级分组控制。火电厂中一般分为三级, 即机组级、功能组或子功能组级和驱动级。机组级是指那些与整个机组控制有关的辅机顺序控制, 如根据单元机组自起停要求的指令, 进行汽轮发电机组自起停的顺序控制; 根据机组负荷变化自动控制投入或切除某台直吹式磨煤机等。机组级指令是对相关功能组(或子功能组)投入(起动)或切除(停止)的控制, 它确定哪些功能组应起停, 什么时候和具备什么条件下起停。功能组级是指对某一局部系统的控制, 特别是对以一个主要设备为主, 包括与其相关的其他被控设备形成的一个设备组, 按规定的顺序逻辑进行起停的控制, 如一台磨煤机系统, 一台给水泵系统, 一台送风机系统等的顺序起停等。功能组指令对组内相关被控设备进行控制, 它确定组内哪些被控设备起动(打开)或停止(关闭), 何时和具备什么条件才能起停。驱动级是指对单位被控设备的控制, 它包括起停该设备时应满足的条件检查和必要的自动连锁功能。分级使得对工艺系统的控制界面清晰, 便于操作管理。而分组则使众多被控设备的逻辑关系明确起来, 便于实现自动控制。

当自动化水平要求不很高时, 不设机组级顺序控制, 即由运行人员来确定何时和哪一个功能组应起停,

并判断是否具备条件并发出起停指令。中国大部分电厂按这种自动化水平设计,较少设立机组级控制和被控设备较多的功能组级控制,而以子功能组为主实现辅机顺序控制。

功能组或子功能组控制虽然包含的被控设备较多,控制逻辑也较复杂,但当它无法工作时,仍可降低一级采用驱动级控制,即运行人员可根据工艺状态进行单个设备的操作。因此,驱动级在顺序控制系统中是必须装设的,是基础。为了避免运行人员的误操作,在驱动级,还应设计必要的闭锁逻辑,例如当大型电动机的润滑油压未建立时,运行人员对该电动机的启动指令是无效的。汽轮机主汽门打开后,即汽轮机在运行时,真空破坏电动门是不能被运行人员打开的,等等。

连锁保护 顺序控制系统中除功能组或子功能组顺序控制外,另外一类功能是被控设备的连锁,它在逻辑上虽比顺序控制简单,但运行中这类功能更重要,它属于辅机设备和系统的保护,如运行的水泵事故跳闸,备用的水泵应立即自动投入,以汽轮机抽真空的射水泵为例,虽然两台水泵属于两个不同的子功能组,但泵的连锁包括相应阀门的关闭均应迅速可靠动作,否则将会使汽轮机真空降低,甚至导致停机。又如高压加热器水位高时应自动打开旁路给水管路,否则造成加热器满水后会使得汽轮机进水。这些连锁回路在正常运行时不能任意解除,不像功能组或子功能组控制可由运行人员转换成自动顺序控制或手动单个驱动级控制方式。从运行的重要性来看,这类功能是必需的,不随自动化水平高低而变化。

10.4. zhuanzi pingheng

辅机转子平衡 (balancing of auxiliary machine rotor)

风机、水泵等的转子往往沿径向和轴向质点分布不均,旋转时,这些分布不均的质点产生的离心力可组合为一横向离心力 F 和一力偶 M ,这一横向离心力和力偶都可引起转子振动,甚至飞车损坏。为此,在制造及修理后,必须找正平衡,使偏差控制在允许范围内。横向离心力引起的振动可用静平衡解决,力偶引起的振动则须用动平衡解决。

静平衡 横向离心力 $F = 0.010966 m \epsilon n^2$, N。式中 F 为转子不平衡离心力, N; m 为转子质量, kg; ϵ 为转子重心偏心距, m; n 为转子转速, r/min。上式的 $m \epsilon$ 称为质径积。找静平衡就是找出转子重心偏心的位置,并在偏心的相反方向加一重块,以消除这一偏心,使 $F = 0$ 。找静平衡的平衡机有平行导轨式和圆盘式两种。

平行导轨式静平衡机的轨道用高碳钢制成。表面硬度 HRC 应在 50~60 之间,粗糙度不低于 0.4,轨道的长度应大于与转子接触的轴段直径的 7 倍。轨道截

面可为圆形、缺圆形、梯形、棱形等(见图1)。轨道与转子轴颈接触面的宽度按 $b = 0.35 PE / \sigma^2 d$ 计算,式中 b 为轨道承压面宽度, mm; P 为轨道所承受的力, N; E 为材料的弹性模数, N/mm²; σ 为许用挤压应力, N/mm²; d 为转子在轨道上的轴段直径, mm。在实际使用中亦可近似地按下表确定:

转子重量 (N)	1000	3000	20000
轨道接触面宽度 (mm)	圆形	10	30

导轨安装后平面误差应小于 0.05 mm/m, 平行度误差应小于 2 mm/m。找正时将转子置于导轨上,使其自由转动,如果经多次变换转动位置,转子某一部分总是在最下方,说明该转子是处于静不平衡状态。找正方法一般采用十字四点法计算加重或钻孔减重,使其达到平衡。

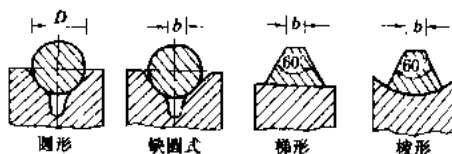


图1 平行导轨式静平衡机轨道截面图

圆盘式静平衡机系由两对圆盘组成,每对圆盘与

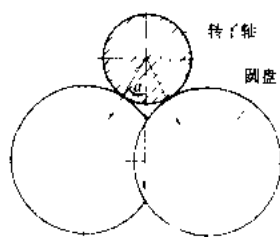


图2 圆盘式静平衡机示意图

转子轴径的接触点成一夹角(如图2所示),夹角越小,摩擦损失越小,为此,圆盘直径应比转子轴径大很多,在圆盘的两端装有高精度的滚动轴承。转子轴可在两对圆盘间自由滚动。它具有中心稳定,应用简便,并允许转子两端轴端直径可不相同的优点。

动平衡 静平衡找正后,虽达到了静平衡状态,但如转动速度达到一定值时,轴向质点不均匀产生的力偶仍能使转子产生振动。这一力偶相当于在转子两端平面上大小相同而方向相反的离心力 F 与 l 的乘积(图3)。找动平衡就是在转子两端两个垂直于轴的平面上分别配重,使产生的新力偶与不平衡力偶大小相等,方向相反,即使 $M = 0$,从而达到转子旋转时的平衡。动平

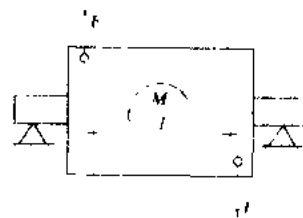


图3 转子动不平衡

衡机的种类较多,有调整式、火花式、闪频式、电磁式等。

静不平衡与动不平衡组合 一般长径比大于1的转子工作时振动过大,几乎都同时存在静不平衡与动不平衡。表现为当转子旋转时一端振动较剧烈,另端较轻。找正的方法与动平衡找正相似,除在两平面上加配重,使其产生的新力偶与动不平衡力偶抵消外,再将静不平衡力按与两平面距离的比例分解成两重块,分别加于此两平面相对方向上,并使两质径积之和等于静不平衡重的质径积,就可达到完全平衡。

平衡精度 转子经平衡找正后所达到的平衡程度,常以质径积($m\epsilon$),即不平衡的量来表示。事实上转子总会存在不平衡剩余量,对转子运转造成有害的影响。对于不同的转动设备,视其转子的质量和转速以及精密程度,规定其最大允许不平衡量(即许用不平衡量)的数值,如以 U 表示,则 $U = m\epsilon$ 或 $\epsilon = U/m$ 。此处 ϵ 称为许用偏心距,其物理概念为转子单位质量的许用不平衡量。许用不平衡量的规定,原则上是使不平衡离心力小于转子自身重力,避免转子运转时产生的不平衡离心力过大,导致轴承、主轴乃至整台设备的损坏。根据对不平衡离心力大小的规定,即可得到 $\epsilon = f(n^2)$ 的关系式,按平衡精度等级绘制成如图4示出的许用偏心距的图线,供计算时参考。对火电厂的水泵、风机,一般选用3级或4级,磨煤机、破碎机等可

选用4级或5级。

tu zhu kongqi eshu xitong

辅助冷却水系统 (auxiliary cooling water system) 除汽轮机凝汽器冷却水以外所有冷却器和机械轴承用的冷却水系统。按与循环水系统供水关系,辅助冷却水系统可分为:开式冷却水系统、闭式冷却水系统和开闭式结合冷却水系统。

开式冷却水系统 开式冷却水系统实质上是循环水系统的分支,冷却水从循环水进水管引接,使用后排回循环水系统。当利用淡水作为循环水水源时,水质不经处理或仅作简单处理后可作为辅助冷却水的,一般采用开式冷却水系统。开式冷却水系统比较简单,并可以公用水系统或补给水系统作为备用或在夏季掺入低温水以保持较低的运行水温。但开式冷却水系统水质不稳定,有结垢的可能。

闭式冷却水系统 辅助冷却水系统与凝汽器使用的循环水系统分开,自成一個闭式循环系统。闭式循环内辅助冷却水的冷却一般有两种方式:①冷却塔系统,设有专用的辅助冷却水冷却塔;②水-水换热器系统,用循环水作冷却水源,通过水-水换热器来冷却辅助冷却水。闭式循环内一般采用软化水或除盐水作为辅助冷却水。当采用海水作循环水或循环水水质不能满足辅助冷却水需要时,一般采用闭式冷却水系统。闭式冷却水系统比较复杂,水温比循环水水温高出1~5℃,各种辅机冷却器的设计都要满足较高水温的要求。但采用软化水或除盐水作冷却介质,可减少设备的污垢和水垢,保证设备的传热效率及减少维护工作。

开闭式结合冷却水系统 为充分利用两种系统的优点,根据冷却器和机械轴承对水量、水质和水温的不同要求,分别采用开式和闭式系统。开式系统用于对水质要求较低,水温要求较严的大流量冷却器,如汽轮机润滑油冷却器和发电机空气冷却器等。闭式系统用于冷却水量较小和对温度要求不严格的冷却器,如取样冷却器和空压机冷却器等。以淡水作为循环水水源的大型机组多采用这种系统。

tufu zhuo zhuo

辅助绕组励磁 (excitation with supplementary winding)

励磁电源取自嵌在同步发电机定子槽楔上的辅助绕组的一种新型自复励整流励磁方式。美国通用电气公司的GENERREX励磁系统是其一例。它的结构特点是把相复励变压器和线性电抗器都装在发电机定子铁芯的背部。供给相复励变压器的电势源是一组三相水内冷绕组,每相只有一根导线线棒,布置在发电机铁芯内选定的定子绕组槽楔顶部(图1)。

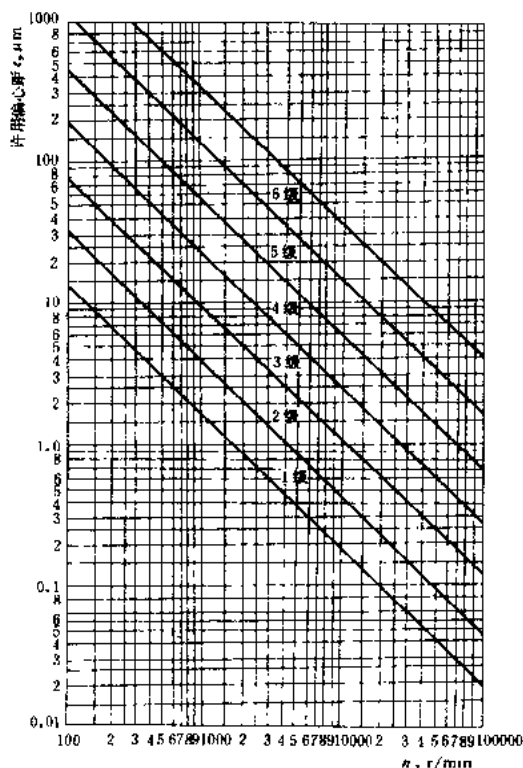


图4 平衡精度等级标准图

根线棒在发电机定子中布置成相距 120° 的电气角度，

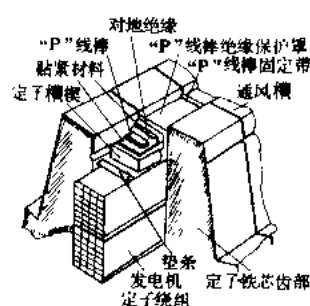


图1 电势源“P”线棒的结构

这三根线棒称为“P”线棒。“P”线棒中的电动势是由发电机气隙磁通产生的，它提供空载情况下发电机所需的全部励磁。电动势源通过三个线性电抗器与相复励变压器输入绕组连接。发电机定子绕组的三根中性点引出线分别穿过三个相复励变压器的窗口，构成电流源，这就是相复励变压器单匝电流输入绕组。它提供发电机在负载情况下所需的附加励磁。当电力系统发生故障，发电机电压及气隙磁通处于降低状态时，电流绕组仍能提供励磁功率。相复励变压器输出绕组经功率整流器供给发电机转子励磁（图2）。

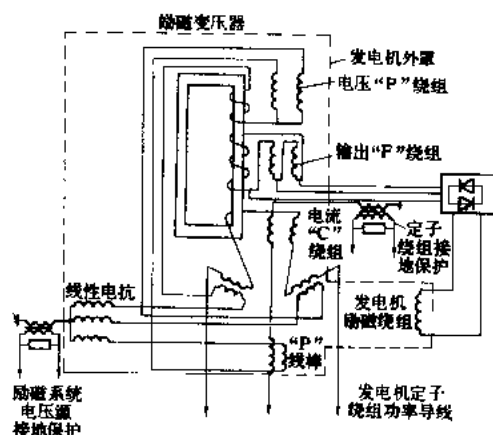


图2 GENERREX 励磁系统原理图

此励磁方式的特点是：①布置紧凑，与发电机自成一体，节省了相复励变压器及电抗器平面布置位置，缩短了励磁母线长度，简化了冷却系统；②取消了交流励磁机，不但缩短了机组长度，减少了发电机检修时间，而且提高了励磁系统可靠性。

这种励磁方式的另一种形式是取消发电机电流反馈，整流装置由“P”线棒经励磁变压器供电，称为电压源辅助励磁。

小型同步发电机励磁系统中也有类似的双绕组电抗分流励磁方式，它应用相复励补偿，使发电机端电压能基本上保持恒定。

lu, lu zheng q x tong

辅助蒸汽系统 (auxiliary steam system)

火力发电厂主要汽水循环以外，与锅炉和汽轮机及其辅助设备启动、停机和正常运行有关的加热和保护用汽的供汽系统，亦称厂用蒸汽系统。供汽对象主要是：除氧器、锅炉暖风器、汽轮机汽缸夹层和法兰螺栓等设备的启动加热；汽轮机轴封系统的密封；燃油设施的加热、吹扫以及燃油喷嘴的雾化；燃煤解冻；煤粉制备系统消防；露天锅炉的仪表防冻；锅炉、除氧器等设备短期停用时的养护；机组甩负荷时除氧器的加热备用；厂房采暖、通风；静电除尘器灰斗加热和自然循环锅筒锅炉下联箱的启动加热用汽等。辅助蒸汽系统是火电厂启动和安全生产必须的子系统。

辅助蒸汽系统的容量决定于机组启动时的用汽量。其中除氧器、锅炉暖风器、燃油设施启动加热和电厂冬季采暖等用汽量较大。机组启动时，应适当分散安排有关设备的用汽时间，避免蒸汽负荷过分集中。

辅助蒸汽系统的汽源多取自压力相近的汽轮机抽汽。在供汽参数能满足要求的条件下，尽量采用较低压力的抽汽，以提高蒸汽利用的经济性。

为满足新建电厂机组初次启动的需要，需设置启动锅炉作为辅助蒸汽系统的汽源。启动锅炉的容量可按机组启动时必需的蒸汽量确定，在严寒地区，启动锅炉可与施工用汽锅炉结合考虑，锅炉以燃煤为宜。根据电厂的具体条件亦可采用燃油锅炉。

辅助蒸汽系统涉及的供汽范围较广，项目繁多，各种设备要求的蒸汽参数和系统连接方式亦不尽相同，故设计时需全面规划，满足机组各种运行工况时的需要，使供、需蒸汽量平衡，蒸汽参数满足要求，系统简单，操作方便，有利于自动控制，并注意疏水的回收。

FJS II

腐蚀 (corrosion) 金属与周围环境发生化学、电化学反应和物理作用引起的变质和破坏。化学腐蚀是材料或设备表面和其周围介质直接进行化学反应而使金属遭到的破坏，它们大多发生在气态环境中，如火力发电厂锅炉管的外表面受高温炉烟的氧化，受烟气中硫化物的腐蚀以及燃气轮机叶片受燃气的腐蚀等。在金属腐蚀破坏过程中，有电流产生的称为电化学腐蚀，如火电厂所有与化学处理水、锅炉给水、锅水、冷却水以及与湿蒸汽、湿空气接触的金属设备所遭受的腐蚀。

腐蚀分类 按腐蚀产生的机理分为化学腐蚀和电化学腐蚀；按腐蚀的破坏形态分为全面腐蚀和局部腐蚀，前者包括均匀的全面腐蚀和不均匀的全面腐蚀，后者常见的类型有电偶腐蚀、点腐蚀、缝隙腐蚀、晶间腐蚀、选择性腐蚀、应力腐蚀和磨（冲）蚀等。

全面腐蚀 在材料或设备整个表面或一个大面积

上与周围介质普遍地发生化学或电化学反应的破坏。全面腐蚀虽不会明显缩短设备使用期限,但金属在大面积上受到腐蚀时,会产生腐蚀产物,当这些腐蚀产物带入锅内,沉积在管壁上,便会引起沉积物下腐蚀等的损坏。

电偶腐蚀 当两种具有不同电位的金属相互接触(或通过导体连接)并有电解质溶液存在条件下而发生的腐蚀现象,又称异金属接触腐蚀。如运行中凝汽器铜合金管与钢管胀接处的金属腐蚀。

点腐蚀 又称孔蚀,金属的某一部分被腐蚀成为一些小而深的点孔,腐蚀产物及介质在蚀点底部越浓缩,作用越厉害,蚀洞越深,有时甚至发生穿孔。

缝隙腐蚀 当构件具有缝隙或覆盖沉积物表面暴露在腐蚀介质中时,在缝隙局部范围内发生的腐蚀。如金属铆接处、螺栓连接处和金属表面沉积物下面的腐蚀。

晶间腐蚀 金属材料在某些腐蚀介质(如NaOH)中,晶界的溶解速度远大于晶粒本身的溶解速度时,会产生沿晶界进行的选择性局部腐蚀。

选择性腐蚀 指合金中活性较强的组分,在电化学过程中发生的选择性脱离。如黄铜脱锌、青铜脱锡等。

应力腐蚀 材料在应力,特别是拉应力和特定的腐蚀环境共同作用下发生的脆性破坏。造成材料应力腐蚀的三要素是:①敏感的金属。这种材料在某种介质中对应力腐蚀敏感,抗应力腐蚀能力差,就有可能发生应力腐蚀。②特定的腐蚀介质。对一种材料,只有在特定的腐蚀介质中含有某些对其发生应力腐蚀有特效作用的离子、分子时才会发生应力腐蚀。③材料处于应力,特别是拉应力作用下。这个拉应力除工作应力外,残余应力往往在应力腐蚀中起主导作用。应力腐蚀是以极为隐蔽的局部腐蚀开始,生成的裂纹在其尖端高拉伸应力及电化学腐蚀协同作用下扩展,事前常常没有明显的预兆而造成灾难性事故。

锅炉设备等产生应力腐蚀的形式有:①应力腐蚀断裂。它是应力与腐蚀介质协同作用引起的金属断裂破坏,必须在有应力,特别是拉伸应力,特定的腐蚀介质和一定的断裂速度三个条件的存在下才发生。例如,锅炉用碳钢在碱溶液中的“碱脆”、奥氏体不锈钢在含有氯离子溶液中“氯脆”、黄铜在带有氨气氨中的“氨脆”等。②腐蚀疲劳。它是交变应力与腐蚀介质协同作用引起的材料破坏。③氢脆。金属材料中氢引起的材料塑性下降、开裂或损伤。

锅炉水汽管道,在钢表面的保护膜,受到水中腐蚀介质破坏后,会产生由铁与水反应生产的氢。由于某些原因(如钢管内表面有垢)致使氢不能自由地向外界扩

散而不得不向钢材内渗透,氢原子和钢中渗碳体发生如下反应: $\text{Fe}_3\text{C} + 4[\text{H}] \rightarrow 3\text{Fe} + \text{CH}_4$ 。生成物甲烷体积庞大,在晶粒间产生巨大的内应力,使晶界强行断开,形成微裂纹。钢材的强度和塑性、韧性随之急剧降低,造成钢材脆性断裂。火力发电厂水冷壁管的氢损坏即属此列。

冲蚀及流动加速的腐蚀 (flow accelerated corrosion, FAC) 材料在腐蚀介质中的腐蚀与水流速协同作用而引起的破坏。冲蚀通常在金属表面上形成坑状或槽状的损坏,而流动加速的腐蚀,除了产生上述形式的损坏外,还会由于钢材表面保护层溶于高速水流或湿蒸汽中,使其消失而损坏,造成管壁的明显减薄,严重时,管壁减薄速率甚至可高达3 mm/a。冲蚀通常在双相流条件下产生,而流动加速的腐蚀,可在双相及单相流的条件下产生。可采用减少混入空气泡,混入悬浮物等措施防止冲蚀的产生。对于流动加速的腐蚀可采用合理选用材料,降低水汽流速以及采用水的加氧处理来防止。

火电厂常见的腐蚀 在火电厂中,腐蚀是普遍存在的。介质的温度、压力、状态及成分的不断变化,会造成腐蚀的加剧。

烟气系统的腐蚀 随着燃烧气体在锅炉尾部热交换器中温度的降低,有可能发生干燥气体的腐蚀和采用湿式脱硫湿式洗涤器的腐蚀。只要温度降到露点以下,其中水分就含有饱和硫酸,因此严重地腐蚀碳钢。

燃气轮机叶片的腐蚀 燃气轮机叶片会发生斑点状腐蚀和表面呈密集而细小的坑点状腐蚀,并由此引起叶片断裂,其腐蚀属硫化腐蚀。硫化腐蚀必须在有 Na_2SO_4 的环境中,温度在816~927℃之间,这是充分条件,而Na、K、Cl、Ca、Pb、Fe等物质是触发和加速硫化腐蚀的必要条件。

凝汽器铜管的腐蚀 常见的有选择性腐蚀、冲击腐蚀、沉积物下腐蚀和氨腐蚀四种:①选择性腐蚀:铜锌合金内锌元素被选择地腐蚀。它又分层状腐蚀和栓状腐蚀两种腐蚀形式:层状脱锌腐蚀,层状物为海绵状金属铜,腐蚀产物表现为全面性;栓状脱锌腐蚀,栓凹槽内充满腐蚀产物,腐蚀产物也是海绵状金属铜,表现为局部性。②冲击腐蚀:当铜管(大部分在管口)受到含有气体与砂粒等冷却水水流剧烈冲击时,会产生具有方向性的溃疡状的马蹄形腐蚀。它是机械冲刷与电化学反应共同作用的结果。③沉积物下腐蚀:铜管内的沉积物下腐蚀,主要是由于冷却水中泥砂、水生动植物的遗体和其他杂物在表面沉积而产生的电化学腐蚀,常发生在水流缓慢的部位。④氨腐蚀:是腐蚀介质以氨成分为主的应力腐蚀开裂以及浓氨对铜的溶解,一般在凝汽器氨浓缩区域的铜管外壁(蒸汽侧)发生。

炉前系统、锅炉水汽系统和汽轮机内的腐蚀。常见的有氧化腐蚀、二氧化碳腐蚀、锅炉沉积物下腐蚀和水蒸气腐蚀。主要发生在给水管、高低压加热器、凝结水管、疏水系统管道和省煤器等部位。①氧化腐蚀：是电化学腐蚀，通常受阴极过程控制，阳极反应为 $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ ；阴极反应为 $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$ 。总的反应式为 $2\text{Fe} + 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 = 2\text{Fe}(\text{OH})_2$ 。 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 是不稳定的，它会进一步与氧发生反应，形成 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ， $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 的一部分失水后形成 Fe_2O_3 ，一部分与 $\text{Fe}(\text{OH})_2$ 反应生成 Fe_3O_4 。所以，碳钢的氧化腐蚀产物为氧化高铁 (Fe_2O_3) 与磁性氧化铁 (Fe_3O_4)。②二氧化碳腐蚀：也属电化学腐蚀。二氧化碳溶于水，电离出 H^+ ，阳极反应为 $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ ，阴极反应为 $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 \uparrow$ 。二氧化碳腐蚀产物为 $\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$ 和 H_2 。当水中同时存在溶解氧时，则腐蚀产物为 Fe_2O_3 和 Fe_3O_4 。③沉积物腐蚀：当锅炉受热面附着沉积物时，金属管壁温度升高，使渗透到沉积物下面的锅水急剧蒸发浓缩，导致各种杂质的浓度很高，造成腐蚀。如游离 NaOH 引起的碱性腐蚀； MgCl_2 、 CaCl_2 引起的酸性腐蚀。沉积物下腐蚀一般呈溃疡状，金属管壁上出现凹凸不平的腐蚀坑，严重时引起鼓泡甚至穿孔。④水蒸气腐蚀：当锅炉受热面局部汽水停滞或在过热器管内温度过高时，水蒸气会与钢发生反应。温度在 $450 \sim 530^\circ\text{C}$ 时，水蒸气与钢的反应为 $3\text{Fe} + 4\text{H}_2\text{O} = \text{Fe}_3\text{O}_4 + 4\text{H}_2 \uparrow$ ；温度高于 570°C 时，反应为 $2\text{Fe} + 3\text{H}_2\text{O} = \text{Fe}_2\text{O}_3 + 3\text{H}_2 \uparrow$ 。这两种腐蚀为化学腐蚀，使管壁均匀变薄。⑤汽轮机腐蚀：汽轮机低压缸铸钢部件，如分流装置、隔板、隔板套和排汽缸等的酸性腐蚀。在低压缸内，蒸汽发生汽液相的相变过程产生的“初凝水”缓冲性很弱，极易溶解杂质并浓缩而具有较大的腐蚀性。初凝水的 pH 值要比汽相低 $1 \sim 2$ 个数量级，其他微量杂质（如 Cl^- 、 O_2 等）要大 $10 \sim 50$ 倍。汽轮机腐蚀是浓缩膜电化学反应和汽流冲刷作用的结果。金属损坏呈现严重溃疡状或金属表面层状脱落，它类似酸洗后的金属裸露。在腐蚀严重时，叶片根部被腐蚀断裂脱落，并呈“V”形缺口。

水内冷发电机绕组空芯铜导线内表面腐蚀。铜导线系统铜制成，冷却水介质系化学除盐水或凝结水等纯水。纯铜在无氧纯净水介质内不发生腐蚀，因此控制冷却水在极低含氧量的条件下，可防止纯铜的腐蚀。此外，研究还表明，在极纯的冷却水中，高含氧量 ($>4 \text{ mg/L}$) 也能防止纯铜的腐蚀。在冷却水中等含氧量条件下，纯铜的腐蚀较明显。在一定条件下，可采用添加缓蚀剂减少腐蚀。铜管的腐蚀会引起导线的堵塞。

热力设备停用腐蚀。锅炉与汽轮机停用时，由于进入其内部的大气水分或金属表面原有水分溶解较多

氧，因此会产生氧腐蚀，它与运行中发生的氧腐蚀相同，也是电化学腐蚀。当停用锅炉管壁有沉积物或水垢时，氧腐蚀会进行得更快。腐蚀损坏呈溃疡状。停用时锅炉内部所有部件与汽轮机内部大部分的金属都会产生腐蚀，尤其在积水的部位，如立式过热器管下弯头等处，更易发生腐蚀损坏。

油系统腐蚀。主要发生在汽轮机的油箱内部、润滑轴承、油压调节部件和冷油器管以及变压器油系统管箱内部金属表面。运行中油质老化产生的低分子有机酸（甲酸和乙酸）和二氧化碳，以及油质吸收的氧在有水分的情况下，都会发生电化学腐蚀。

腐蚀产物试验方法

(corrosion deposit analyzing method) 见水垢试验方法。

负序电流承载能力

(negative phase-sequence current carrying capability) 同步发电机能承受三相不平衡负载的负序电流标幺值和时间的限额。同步发电机在故障状态下短时承受不平衡负载的能力以负序电流标幺值 I_2 的平方和时间 $t(\text{s})$ 的乘积 $I_2^2 t$ 表示。这是不考虑发电机转子向外散热而定的。此值也可作为整定发电机负序过电流保护的参考。连续负序电流承载能力以负序电流相当于额定定子电流 I_N 的百分数表示，此时发电机任一相最大定子电流不能超过额定值。同步发电机在三相不平衡负载下运行时，转子表面将由定子负序电流感应出两倍工频的涡流（见旋转磁动势），该电流通过没有电气绝缘的转子槽楔、齿部、阻尼绕组和护环构成的环路而引起局部过热；在匝数较多的励磁绕组两端也会出现两倍工频的高达 $20 \sim 30$ 倍额定励磁电压的过电压，因此负序电流应有一个限额。对同步发电机的负序电流承载能力各国的标准有不同的规定，一般的取值范围见表。

同步发电机负序电流承载能力

发电机型式	连续运行负序电流承载能力 I_2/I_N (%)	故障短时负序电流承载能力 $I_2^2 t$ (s)
凸极发电机	12	40
隐极发电机		
转子间接冷却	10	15~30*
转子直接冷却	5~8**	5~10**

* 中国国家标准规定：空气冷却为 30s，氢气冷却为 15s。

** 中国国家标准规定：300 MW 及以下为 8% 和 8s，600 MW 为 7% 和 7s。

$I_c^2 t$ 的限额可以通过理论分析或作发电机暂态负荷温升试验求得。对直接内冷的大型发电机,为了提高负序电流承载能力,在转子端部装设阻尼环和在转子的槽楔下设置全转子长的阻尼条。除此之外,阻尼绕组还对抑制发电机的振荡和避免在系统发生次同步谐振时的负阻尼现象起有利作用。

傅里叶定律

傅里叶定律 (Fourier Law) 导热的基本定律,表述为:任何时刻连续均匀各向同性介质中各点就地传递的热流量矢量 q 正比于当地的温度梯度,即

$$q = -\lambda \text{grad} T$$

式中 λ 是介质的导热率或导热系数; $\text{grad} T$ 是温度梯度;负号表示热流量矢量和温度梯度矢量共线但反向,都垂直于通过该点的等温面,即热流量矢量朝着温度降低方向,它与热力学第二定律相符合。这一关系式是在实验基础上建立起来的,由 J. B. J. 傅里叶 (Jean Baptiste Joseph Fourier) 1822 年在他的《热的分析理论》著作中提出。实验是对连续均匀各向同性介质,在热稳态条件下进行的。J. B. 毕奥 (Jean Baptiste Biot) 根据实验的结果,于 1804 年已经提出:平壁每单位时间的导热量正比于平壁两侧表面的温度差和表面面积,反比于平壁厚度,比例系数决定于平壁材料的物理性质。傅里叶运用数学物理的方法,导得上述更基本的关系式。所以,也有把导热基本定律叫做毕奥—傅

里叶定律的。

对于各向异性材料,傅里叶定律可表述为热流量矢量与温度梯度矢量满足如下关系式,即

$$\begin{bmatrix} q_x \\ q_y \\ q_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{xx} & \lambda_{xy} & \lambda_{xz} \\ \lambda_{yx} & \lambda_{yy} & \lambda_{yz} \\ \lambda_{zx} & \lambda_{zy} & \lambda_{zz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial T}{\partial x} \\ \frac{\partial T}{\partial y} \\ \frac{\partial T}{\partial z} \end{bmatrix}$$

式中 λ 是导热率矩阵。各向异性材料的导热率 λ_i 形成一个椭球,沿椭球的主轴 ξ 、 η 和 ζ 方向 (例如,木材在顺木纹、垂直于木纹和环绕木纹方向) 的导热率 λ_ξ 、 λ_η 和 λ_ζ 称为主导导热率,而 λ_{ij} 和 λ_{ji} 之间存在下述关系:

$$\lambda_{xx} = \lambda_\xi l_1^2 + \lambda_\eta l_2^2 + \lambda_\zeta l_3^2$$

$$\lambda_{xy} = \lambda_\xi m_1' + \lambda_\eta m_2' + \lambda_\zeta m_3'$$

$$\lambda_{xz} = \lambda_\xi n_1' + \lambda_\eta n_2' + \lambda_\zeta n_3'$$

$$\lambda_{yx} = \lambda_{xy} = \lambda_\xi l_1 m_1 + \lambda_\eta l_2 m_2 + \lambda_\zeta l_3 m_3$$

$$\lambda_{yz} = \lambda_{zy} = \lambda_\xi l_1 n_1 + \lambda_\eta l_2 n_2 + \lambda_\zeta l_3 n_3$$

$$\lambda_{zx} = \lambda_{xz} = \lambda_\xi m_1 n_1 + \lambda_\eta m_2 n_2 + \lambda_\zeta m_3 n_3$$

式中 l_1 、 l_2 和 l_3 是三个导热率主轴方向与 x 方向之间的方向余弦; m_1 、 m_2 、 m_3 和 n_1 、 n_2 、 n_3 分别是三个导热系数主轴与 y 和 z 方向之间的方向余弦。各向异性介质的导热理论在科技领域中有着不少重要的应用,但目前围绕该课题取得的成果仍十分有限。

G

Gai-se dinglu

盖斯定律 (Hess law) 表述由不同反应过程实现的同一化学反应的反应热之间的关系,是化学热力学中的一个基本定律。在恒温条件下,化学反应中某一选定物质变化 1 mol 的物量所吸收或放出的热量叫做该反应的反应热,最常用的有定容反应热和定压反应热。盖斯定律断言:假如一个给定的化学反应可以经过几组不同的中间反应过程达到,则每组中间反应的反应热之和应当相等。这个定律是 G.H. 盖斯 (Germain Henri Hess) 在 1840 年提出的,它实际上是随后建立的热力学第一定律的特例,是能量守恒定律在化学反应过程中的具体反映。

在化学热力学中,反应热的确定是个基础性的课题,一般都需要借助于实测数据。盖斯定律可以帮助人们通过一些易测的反应热推算出不易测得的反应热。比如,碳被燃烧为一氧化碳的反应热 Q 不易直接测定,但根据盖斯定律可以通过一氧化碳燃烧为二氧化碳放出的热量 Q_1 以及碳燃烧为二氧化碳所放出的热量 Q_2 间接地测定,即把这两个反应视为第三反应的中间反应过程。于是根据盖斯定律,必然有: $Q = Q_2 - Q_1$,而 Q_2 和 Q_1 都是易测的。

根据盖斯定律,可以使人们能够应用尽量少的实验数据推算出尽可能多的化学反应的反应热。比如有一种反应叫做生成反应,这种反应的特点在于反应物都是稳定元素,生成物则为 1 mol 的某化合物。生成反应的反应热叫做该化合物的生成热。如果一些常见的化合物的生成热数据已经测得,就可以利用它们计算出为数众多的化学反应的反应热。此外,利用已知物质的燃烧热计算化学反应的反应热也是盖斯定律的具体应用。

gan-shi-shi lian-he leng-qu-xi-tong

干湿式联合冷却系统 (dry/wet hybrid cooling system) 以一定比例冷却能力配置的干式冷却系统和湿式冷却系统的组合,借以达到合理利用水资源、降低造价和消除湿式冷却塔出口雾羽的设施。

干湿式联合冷却系统主要采用机械通风方式,也有采用自然通风辅以机械通风的。干湿式联合冷却系统主要分为干式湿式串联系统、间接干冷加湿冷系统和直接干冷加湿冷系统三大类。

干式湿式串联系统 采用间接干冷和湿冷合建的机械通风冷却塔和常规表面式凝汽器的系统。经凝汽器加热后的部分冷却水先进入间接干冷冷却器冷却,其出水与其他部分冷却水一起进入湿式冷却塔冷却。再由循环水泵升压返到凝汽器。

早期串联系统每段冷却塔由一台风机对干式和湿式冷却部分并联抽风。其目的是用经干式冷却器加热后的热空气与湿冷部分排出的湿热空气掺混以消除冷却塔出口雾羽。这种系统冷却塔出口热空气可能回流到干式冷却器而对翅片管外侧形成腐蚀;而冷却水在湿式塔中与空气直接接触再进入干式冷却器的管内可能形成腐蚀或结垢。

20 世纪 80 年代中期在德国建造的串联系统采用低矮通风筒加多台辅助抽风及送风机的合建辅助通风塔。这种布置避免了出口热空气回流的可能。图 1 表示一台 1300 MW 核电机组的这种串联系统。其主要特征为:总冷却热负荷 2500 MW,干冷段与湿冷段热负荷分配比例为 1:4;在干球温度为 10℃,湿球温度为 8℃时,冷却后水温为 24℃;干冷段采用钢管钢翅片热浸锌管束;湿冷段采用陶瓷填料;高效除水器控制风吹损失在 0.001% 以下;沿塔圆周上下两层分别安装引风机和鼓风机;塔通风筒高 50 m,下部直径 160 m,湿冷段直径 120 m;在进风口和引风机出口都装设消声器,在离塔 750 m 处噪声水平不超过 30 dB;干冷段引风机出口设混合条槽以加强干冷段出口热空气与湿冷段热湿空气的掺混以消除雾羽。

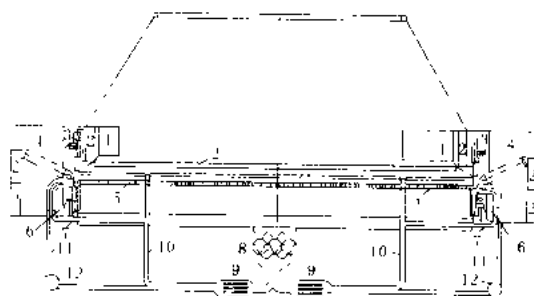


图 1 1300MW 核电机组圆形
辅助通风干湿合建式冷却塔

1—空气混合槽;2—消声器;3—干冷部件引风机;4—干冷部件(空冷散热器);5—湿冷部件(淋水填料);6—湿冷部件鼓风机;7—干冷的冷水管;8—主冷却水循环泵;9—凝汽器;10—湿冷热水管;11—干冷热水管;12—塔升压泵

间接干冷加湿冷却系统 采用间接干式冷却塔和湿式冷却塔建的系统。两个系统冷却后的冷却水分别送入同一表面式凝汽器,但其水侧为按负荷比例分配而分隔的两个流程(图2)。这种系统避免了干冷部分的腐蚀或结垢问题。但凝汽器结构较复杂,尺寸也较大,增加了汽轮机基座及主厂房的投资。

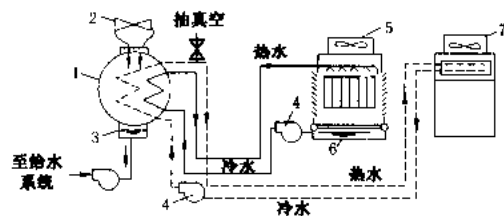


图2 间接干冷加湿冷却系统图

1—表面式凝汽器;2—汽轮机;3—水井;4—循环水泵;5—湿冷塔;6—集水池;7—干冷塔

直接干冷加湿冷却系统 采用直接干冷及常规湿冷系统。汽轮机排汽在寒冷季节可全部进入干冷凝汽器,而在温暖季节可分别进入表面式凝汽器及干冷凝汽器。在排汽全部干式凝结时,关闭湿冷部分,在干湿部分同时运行时,用控制干冷塔和湿冷塔通风量的方法来实现两者热负荷的分配。直接干冷由于换热平均温差较间接干冷为大,所以直接干冷设施规模较小,湿式塔面积也可相应减小。直接干冷加湿冷却系统比常规湿式系统可节约1/3以上的补给水量。

直接干冷加湿冷却系统将常规布置在汽轮机下的表面式凝汽器移到汽机房外侧。汽轮机排汽先引到表面凝汽器进汽联箱,继续引到常规的干冷凝汽器。系统的布置示意图见图3。

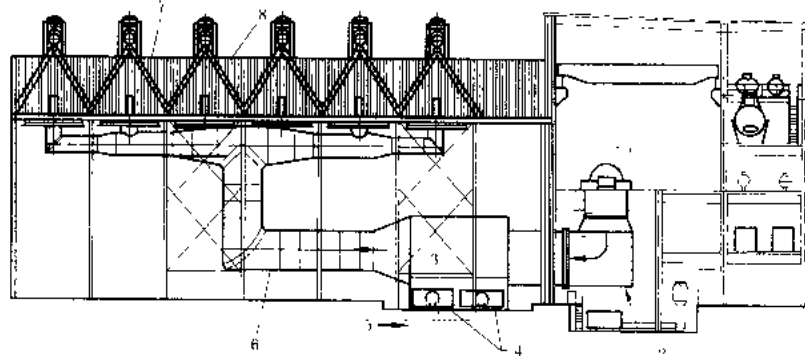


图3 直接干冷加湿冷却系统布置剖面图

1—汽轮机;2—到两个凝汽器排汽管道;3—进汽联箱;4—表面式凝汽器水联箱;5—从湿式塔来循环水进水;6—到空气冷却凝汽器排汽管道;7—风墙;8—干冷翅片管束

这种系统的特点是都采用了经过工程考验和改进的设备和设施,从而保证了整个系统的可靠性。

ganshi lengque yingqi zhuangzhi

干式冷却凝汽装置 (dry cooling condensing installation)

使用空气冷却汽轮机排汽或冷却凝结排汽的冷却水的装置,简称空冷装置。用于直接干冷和间接干冷系统。间接干冷系统又可分为采用混合式凝汽器和表面式凝汽器两类(见干式冷却系统)。

干冷装置的全部热量是通过冷却元件的金属管壁散出的,其冷却性能是环境干球温度的函数,而常规的湿式冷却塔是水与空气直接接触蒸发散热,其性能是环境湿球温度的函数(见冷却塔)。由于在同一地点同一时刻测得的干球温度高于湿球温度,昼夜或年平均干球温度总是高于湿球温度,因此,汽轮机组采用干冷装置与采用湿式冷却塔相比,其排汽压力高,效率较低,煤耗较高,初投资和运行费用较大。空冷汽轮机组夏季不能满发小时数较多。

干冷装置的散热性能还受自然风的风向、风力大小的影响,并与在火电厂内的布置有关,有时可能产生热风回流现象,导致散热性能降低。干冷装置对水化学工况和防腐方法有不同的要求。管内有水的冷却元件在环境气温低时须防冻。

直接干式冷却装置 亦称直接空冷装置,系利用空气将汽轮机排汽直接在空冷凝汽器中凝结成水。一般由排汽管道、空冷凝汽器、风机和凝结水系统等组成。直接干冷装置的外貌参见彩图插页第28页55图。

空冷凝汽器 由并联的带翅式散热片的冷却管束组成。一般冷却管束按人字形布置在汽机房顶或汽机房外侧,通常采用机力通风冷却。其结构型式按凝结水与蒸汽流动方向可分为顺流式、逆流式和顺逆流组合式(也称K-D组合式)三种。

顺流式空冷凝汽器中,汽轮机排汽进入空冷凝汽器沿散热管自下而上凝结为水,凝结水与蒸汽的流动方向相同,由于散热管内凝结水液膜较薄,其传热效果较好,汽阻较小。但在低负荷或低气温时,可能出现凝结水过冷却现象,不仅使凝结水含氧量增加,而且存在冷冻危险。

逆流式空冷凝汽器中,汽轮机排汽进入空冷凝汽器沿散热管由下向上凝结为水,凝结水与蒸汽的流动方向相反,凝结水没有过冷现象,降低了冰冻的危险性,但散热管内凝结水液膜较厚,其

传热效果较差,汽阻较大。

在直接空冷装置中,为达到既提高传热性能,又防

止凝结水冻结,往往使用顺逆流组合式空冷凝汽器,即顺流式为主,逆流式为辅,两者按一定比例的散热器表面积配比组合,有时分别称为主凝汽器和分凝汽器。图1所示为K-D组合式空冷凝汽器的布置系统图。

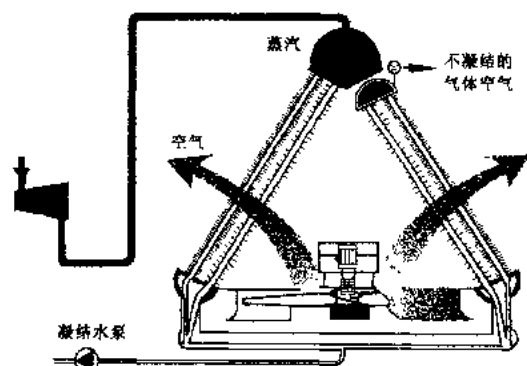


图1 K-D组合式系统

(1) 冷却元件 空冷凝汽器对冷却元件的基本要求是:传热性能好,通风阻力小,使用寿命长,容易清扫维护,冬季不易冻裂。为满足以上要求,一般采用椭圆形钢管外侧套以长方形钢翅片或绕以钢带翅片,用热浸锌方式处理,其使用寿命可达20~30年,并可承受高压水力冲洗。翅片的形状、尺寸及其节距应经过实验确定,使其有好的传热性能和低的通风阻力。

(2) 冷却管束 空冷凝汽器的冷却管束由若干排冷却元件组合而成,开始时采用4排管,以后改用双排管。90年代则发展了单排管的管束,见图2。单排管具有防冻性能好,传热效率高,通风阻力小,结构强度高,易于清洗等优点,但制造方法比较复杂;双排管具有较长期的运行经验,制造方法比较简单。选择单排管或双排管,应经技术经济比较后确定。

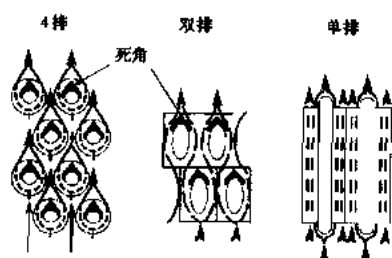


图2 冷却管束

风机 一般采用立式轴流风机,其直径已达9m及以上。对风机的基本要求是效率高,噪声低,调节性能好,寿命长。叶片材料一般为耐腐蚀的玻璃钢。当采用数量调节方式时,风机可采用定速的,即改变运行风机的数量以适应各种环境湿度,否则应采用变速风机。

采用直接干冷装置的典型电厂有南非的马丁巴

(Matimba)电厂6×665 MW机组(见马丁巴发电厂)和美国的怀达克(Wyodak)电厂365 MW机组。后者则有在冬季严寒时运行的经验。

带混合式凝汽器的间接干冷装置 由匈牙利海勒(Heller)教授创始,故又称海勒系统。汽轮机排汽在混合式凝汽器中用与凝结水品质相同的循环水进行喷射冷却,混有凝结水的循环水中相当于排汽量的部分回到主热力系统中,其余大部分则在自然通风冷却塔的散热器中冷却后回到混合式凝汽器中去。海勒系统的主要设备有混合式凝汽器、循环水泵、散热器、空冷塔、水轮机和调节阀。

混合式凝汽器 主要靠喷嘴将循环冷却水喷出,

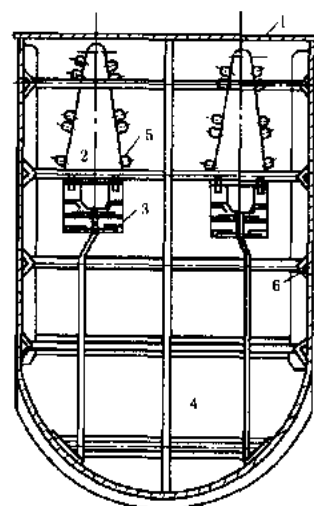


图3 混合式凝汽器剖视图

1-外壳;2-水室;3-后冷却器;

4-热井;5-喷嘴;6-加固肋

形成水膜,与汽轮机排汽直接接触进行热交换,故也称喷射式凝汽器。其剖视图见图3。

由于是直接接触换热,从理论上说,蒸汽与水的端差可接近于零,但为了更有效地冷却空气蒸汽混合物中的蒸汽,要求在后冷却器(图3)中有过量的冷却水,形成凝汽器内过冷却,其过冷度一般为0.5~1℃。

混合式凝汽器中的关键部件是精密铸造的双孔铸铝喷嘴。其开孔尺寸、布置方式决定了水膜形成的有效性及传热效果。

循环水泵 与一般的凝结水泵相同。由于与真空的凝汽器相连,因此要求有较小的净吸水头(NPSH),以减少距热井水位的垂直高度;要求有良好的抗汽蚀性能,水泵的扬程根据散热器安装高度确定,要求保持散热器始终处在正压状态下运行。

散热器 由铝质圆管外套铝质矩形翅片组成冷却元件,其整体内外表面采用MBV法作防腐处理。铝翅片用冲压法成型,铝管与铝翅片采用胀接。其特点是铝的导热系数比钢高,重量比钢轻,加工方法简单,制造和运输都比较方便;缺点是铝翅片在运输中和清洗时容易倒伏,另有在污染环境铝制冷却元件寿命不长的实例。每1~4个冷却元件串联组成一个冷却柱。每两个冷却柱组成一个夹角为60°左右的三角形钢构架的冷却三角。冷却三角的顶视图如图4所示。

空冷塔 与一般的横流式自然通风冷却塔相同，在进风口处垂直布置有冷却三角。空冷塔的尺寸是根据空气动力计算确定的。

水轮机 装于海勒系统的回水管路中，回收从空冷塔返回混合式凝汽器中冷却水的剩余压头，驱动水轮发电机发出电能，用以减少循环水泵实耗功率，其回收功率相当于循环水泵功率的 25% 左右。此外，调节水轮机导叶角度，还可控制凝汽器喷嘴前水压，保持喷嘴工作良好，维持冷却效果。水轮机出口管和真空下运行的凝汽器连接，因此设计时要注意防止汽蚀。

调节阀 在回水系统中与水轮机并联。当水轮机故障退出时，由调节阀代替水轮机起调压功能。调节阀是一种特殊结构的阀门，它是根据冷热水管道之间的压力差，推动液压机构，改变阀芯位置，调节阀门阻力。

采用混合式凝汽器间接干冷装置的典型电厂有中国的大同二电厂 2×200 MW 机组和丰镇电厂 4×200 MW 机组（见丰镇发电厂）。

带表面式凝汽器的间接干冷装置 汽轮机排汽在表面式凝汽器中冷却，冷却水则在干塔中冷却，再回到表面式凝汽器去。此种系统通常采用自然通风塔冷却，其主要设备有表面式凝汽器、散热器、空冷塔。空冷塔外貌参见彩图插页第 27 页 54 图。

表面式凝汽器 与常规的湿凝汽器基本相同。不同的是凝汽器的管材，在干冷系统中宜采用不锈钢管材。如与湿冷系统一样采用铜管，则由于铜管与钢散热器材质不同，对水化学要求不一致，将给运行带来困难。与混合式凝汽器相比，表面式凝汽器传热端差较大，影响机组的背压。

散热器 与直接干冷系统所用的冷却元件基本相同，但水平布置在空冷塔的内部，设在通风口的上方，与冷却空气呈对流式热交换。此种布置方式与海勒系统将散热器立式布置在空冷塔进风口相比，不易受风速的影响，因此在冬季可以维持冷却水有较低的水温而不致结冰。另外，由于循环水与主凝结水系统分开，因此可以在循环水系统中加入防冻剂以防结冰。

空冷塔 与海勒系统空冷塔基本相同。

采用表面式凝汽器间接干冷装置的典型电厂有南非的肯达尔（Kendal）电厂 6×686 MW 机组和中国的太原第二热电厂 2×200 MW 机组。

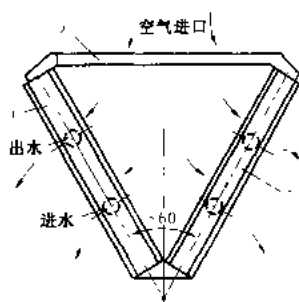


图 4 冷却三角顶视图
1—冷却柱；2 百叶窗，
空气通道

参考书目

丁尔谋主编，发电厂空冷技术，北京：水利电力出版社，1992

ganshi lengque xitong

干式冷却系统 (dry cooling system) 汽轮机的排汽或凝结排汽的冷却水被送入由翅片管束组成的冷却器和管内，由横掠翅片管外侧的空气进行凝结或冷却的整个设施。与湿式冷却系统不同，管内流体不与空气直接接触，故可减少湿式冷却系统蒸发、风吹和排污损失的水量，因而干式冷却系统在缺水地区得到较快发展。干式冷却系统主要分为直接干式冷却系统和间接干式冷却系统两大类。

直接干式冷却系统 以布置在厂房外的空气冷却的凝汽器代替布置在汽轮机下方的常规的水冷却的凝汽器（见图 1）。一般以鼓风方式供给冷凝排汽用的空气。凝汽器由许多翅片管束组成。大型空气冷却的凝汽器及风机布置在汽轮机外侧高度为 20~45 m 的上方，不影响变压器及出线的布置。这种系统的优点是只有一个凝汽冷却设备，通过翅片管束空气流速可较大，使管束的数量减少；系统防冻性能可靠。但这种系统要用巨大的排汽管在真空条件下把排汽引到厂房外的凝汽器，空气容易漏入；风机的耗电较大，约占汽轮机出力的 2.5%~3.0%；机械的维修量亦较大。

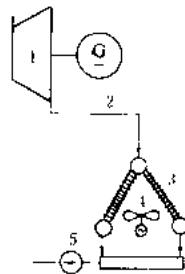


图 1 直接干式冷却系统图

1 汽轮机；2 排汽管；3 空冷凝汽器；4 通风机；5 凝器水泵

间接干式冷却系统 这种系统的凝汽器仍布置在汽轮机下面。升温后的冷却水送入布置在自然通风冷却塔进风口外侧四周或塔内的密闭冷却器，被冷却后，再流回凝汽器重复使用。根据凝汽器型式不同，系统可分为带混合式凝汽器的和带表面式凝汽器的干式冷却系统，见图 2。

带混合式凝汽器的间接干式冷却系统 冷却后的水在混合式凝汽器内经喷嘴射成薄的水膜，排汽与水膜混合而凝结。升温后的冷却水用循环水泵将其大部分送到冷却塔，小部分仍作为凝结水返回到主凝结水系统。这种系统的优点是混合式凝汽器结构简单，造价较低；凝汽器的出力与排汽理论上没有温度端差而具有较高的热效率。但也存在着系统及设备比较复杂的缺点，主要是循环水泵要在高真空的凝汽器热井中吸水，水泵技术要求等同于凝结水泵；冷却水与凝结水是同

水质、水处理要求高;为预防空气漏入,冷却水在高压约15 m的冷却器顶部仍要保持正压,会使回水系统有过高的剩余压头,这不但要用水轮机回收能量,而且回水的调节系统亦较复杂。

带表面式凝汽器的间接干式冷却系统 这种系统的凝汽器型式和汽轮机房布置都和常规的湿式冷却系统相同。冷却水在凝汽器和冷却器之间密闭循环,与凝结水系统完全分开。循环水泵一般设在冷却塔的回水管路上,其水头只需克服系统阻力,其功率为汽轮机出力1.5%~2.0%。在冬季运行时,冷却水中可加入适量的防冻剂,以提高系统的防冻性能。

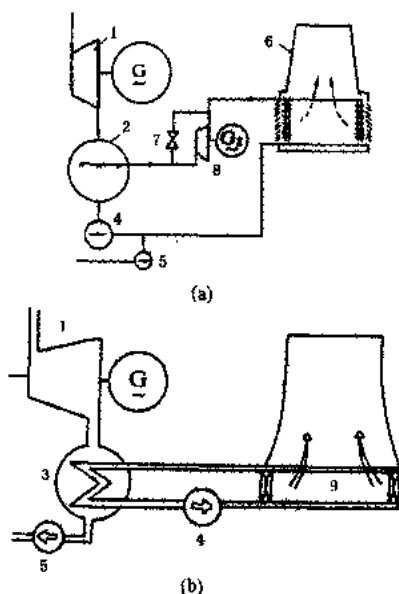


图2 间接干式冷却系统图

(a) 带混合式凝汽器; (b) 带表面式凝汽器

1—汽轮机; 2—混合式凝汽器; 3—表面式凝汽器;

4—循环水泵; 5—凝结水泵; 6—空气冷却塔;

7—节流阀; 8—水轮机; 9—空冷元件

干冷系统主要参数优化 干冷系统参数主要包括初始温差、汽轮机冷端参数及临界水费。

初始温差 初始温差(ITD)是汽轮机排汽温度与环境空气温度之差值,表示系统最大温差。直接干冷系统ITD值一般在30~45℃范围内选择,间接干冷系统ITD值一般在20~35℃范围内选择。在设计气温下选用较大的ITD值,使冷却系统规模较小,投资较小,但汽轮机排汽背压较高,热耗率亦相应提高。所以在给定的经济因素下,有一个年总费用最低的优化ITD值。

汽轮机冷端参数 干冷系统的汽轮机背压较高,所以选用较短的末级叶片(500~800 mm),排汽负荷率一般在25~45 MW/m²较大范围内变化。末级叶片长度和叶型优化,既要满足夏季满发背压的要求,又要

兼顾历时较长的寒冷季节较低的阻塞背压,并使全年加权平均汽轮机热效率最高。汽轮机冷端参数一般与冷却系统规模和匹配锅炉容量一起进行优化。

临界水费 干冷系统较湿冷系统节约80%的用水量,单位电量的节约用水约为2.0 kg/(kW·h)。根据背压及排汽面积的不同,干冷汽轮机的热耗较湿冷汽轮机增加5%~8%。根据工程条件的不同,干冷系统的全厂投资较湿冷系统约增加5%~10%。工程选用干冷系统还是湿冷系统主要取决于临界水费。临界水费的定义为采用干冷系统与湿冷系统相比较,每节约1 m³补给水所增加的年总费用。年总费用包括投资的年固定分摊费及年运行费。当供水费大于临界水费时,宜采用干式冷却系统。在缺水地区还应考虑节水的社会效益。

干冷系统的性能要求 干冷系统的性能,应和空冷汽轮机的性能同时考虑。干冷系统的总承包商应提出在最高和最低的环境干球温度范围内,与汽轮机背压的关系特性曲线。在规定的设计干球温度时,应有保证的汽轮机背压。在规定的夏季干球温度时,汽轮机仍能正常地满负荷运行,尽量减少汽轮机全年不能满发的小时数。在冬季低气温时,汽轮机能以较低的背压运行,以提高机组运行的经济性。

展望 干式冷却系统投资较高,炎热季节有时还不能满负荷运行。为了合理利用水资源,节省投资和消除湿式冷却塔出口的雾羽,20世纪80年代中期,个别大型电厂已开始采用干湿式联合冷却系统。夏季尖峰负荷以湿式冷却为主,冬季以干式冷却为主,以充分发挥干、湿冷却的特点。今后在节约投资和合理利用水资源方面,将对干湿式联合冷却系统作进一步的研究和规划。

现已运行的直接干式冷却系统都是机械通风方式。其特点是传热效果好,便于空气量的调节,防冻性能可靠。但也存在耗电较大和噪声等问题。90年代后期已有考虑采用自然通风代替机械通风的方案。今后对这一方案的经济性、防冻性能和风对冷却效果的影响等问题要进一步研究。

ganshi lengque xitong de fangfu

干式冷却系统的防腐 (corrosion prevention of dry cooling system) 通过对水的净化、除氧、pH值调整等方法,防止干式冷却系统金属腐蚀损坏的技术措施。

火力发电厂的干式冷却系统是利用空气作冷源,直接或间接地(即借助水为中间介质传递热量)将汽轮机的排汽冷却成凝结水而被循环利用。空冷散热器是由带鳍片的薄壁钢管或铝管构成,与水相接触的金属

内表面积很大,因而,干式冷却系统水侧的腐蚀不仅直接影响空冷设备的使用寿命,而且溶入水中的腐蚀产物还会影响机组的安全经济运行。

直接干式冷却系统的防腐 汽轮机排汽在钢制散热器中被外侧空气直接冷却成凝结水。由于汽水系统处于真空状态下,其工作环境与汽轮机低温、低压部分类似。若排汽中夹带微量侵蚀性杂质或空冷系统的密闭性不好,漏入空气,均会引起散热器管内表面金属腐蚀,凝结水也因而受到污染。为防止运行时空冷散热器和水汽系统金属的腐蚀,应保证汽轮机进汽质量。一般采用凝结水的净化和锅炉给水高 pH 值处理工况,即可使空冷系统得到有效的防腐保护。

混合式凝汽器配铝制散热器的间接干式冷却系统的防腐 汽轮机凝结水和循环冷却水为同一水质,提高水质纯度,调整水的 pH 值在一定范围内,以防止冷却系统中的铝管和热力系统的碳钢管内侧表面的腐蚀。通常控制循环冷却水的氢电导率小于 $0.3 \mu\text{S}/\text{cm}$, pH 值为 $6.8 \sim 8.0$ (极限值为 8.3)。因为该冷却系统与机组的热力系统连通,所以经对凝结水的净化和锅炉给水 pH 值的调节,可实现上述水质控制指标。

表面式凝汽器配钢制散热器的间接干式冷却系统的防腐 表面式凝汽器将机组热力系统和冷却水系统分隔开,冷却水自成一个密闭的循环回路,冷却水质只要调节到能适应密闭回路中管材防腐的要求即可。在冷却系统内应设一套充氮保护装置,防止冷却水与空气接触,以减少冷却元件和管道等的腐蚀。对于不锈钢管凝汽器的冷却水系统,循环冷却水采用化学除盐水定期加联氨的碱性处理工况;对采用黄铜管凝汽器的冷却系统,冷却水起始用氢电导率不大于 $2 \mu\text{S}/\text{cm}$ 的除盐水,采用联氨除氧 (含氧量小于 $20 \mu\text{g}/\text{L}$),氨水调节 pH 值 ($9.8 \sim 10.3$) 碱性水工况。

干式冷却系统停运期间的保护 空冷散热器及连接管道水侧表面积很大,必须采取有效的停用保护措施,一般采用充氮保护技术。在无冰冻的季节,也可采用联氨保护液或碱性保护液等湿法保护技术。

ganying diandongshi

感应电动势 (induced electromotive force; induced voltage) 穿过导电回路所围绕的面积内的磁通量发生变化时,在该回路中产生的电动势;或当导线切割磁力线时,在导线两端产生的电动势。

透平发电机转子励磁绕组中通过励磁电流后,即产生接近正弦分布的阶梯形磁动势。该阶梯形磁动势包含一系列奇数次谐波,其中以一次谐波 (即基波) 为主,幅值最大,在一对极距内交变一次。在原动机带动转子旋转时,穿过定子三相电枢绕组的磁通量将随时

间而交变,在电枢绕组中产生三相对称的交变电动势,称为励磁感应电动势,其每相有效值为

$$E = \sqrt{2} \pi f w k \varphi \quad \text{V}$$

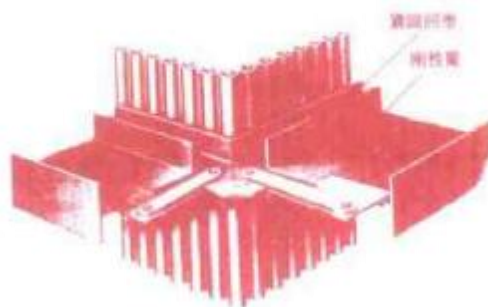
式中 f 为电动势的频率, Hz; w 为每相绕组的串联匝数; k 为绕组系数; φ 为穿过气隙的每极励磁磁通量中的基波分量, Wb。

发电机接上负载后,在励磁感应电动势作用下,发电机向负载输送电流,电枢中的交变电流将产生电枢漏磁通及通过气隙的电枢反应磁通,它们也会在电枢绕组中产生感应电动势。当发电机接在电网上和其他发电机并联运行时,励磁感应电动势的大小将影响到发电机发出的无功功率的大小及电网受电端的电压值,也会影响发电机静态稳定的功率极限。

此外,在暂态过程中,由于定、转子各绕组所匝链的磁通发生各种不同的变化,同样会在各绕组中形成各种感应电动势。这些感应电动势会影响发电机的电磁暂态性能 (见透平发电机电抗)。

gangxing liang

刚性梁 (buckstay) 围绕并悬挂在悬吊式锅炉炉壁外周,对炉壁起保护作用的钢结构系统。它的作用是增强炉膛和尾部烟道的刚性,减小炉膛的振动,以防止炉膛因变形过大而开裂 (如图)。当炉膛内压力急剧变化,如燃料爆燃或因熄火等原因造成外爆或内爆时,可保护管子不受损坏。对于设置了膨胀中心的锅炉,还可起到固定膨胀中心的作用,并将锅炉受到的风载、地震荷载和导向荷载传递到钢结构上。



刚性梁

刚性梁按其结构可分为绕带式和栅格式两类。栅格式刚性梁只用于大容量或双炉膛锅炉,中国制造的锅炉多采用绕带式。它的特点是,沿炉膛高度每隔 $3 \sim 4 \text{ m}$ 布置一圈用大型号工字钢组成的水平刚性梁,各层之间有时还设有垂直布置的槽钢,用以克服刚性梁自重引起的外翼缘下沉,保持梁的水平。为保证炉膛折焰角、冷灰斗、燃烧器等区域的整体刚性,在这些部位往往要采用比较复杂的平面或空间桁架系统。对炉顶也需采用特殊结构的防护。在沿炉高上、中、下的三组

刚性梁上还装有设置锅炉膨胀中心所必需的导向装置。由于刚性梁布置在炉外,结构设计时要充分考虑炉膛热膨胀的影响,连接处允许有一定的相对位移。

刚性梁系统的设计与受它保护的承压部件密切相关,必须以管子的应力分析为基础,使管子和刚性梁本身在炉膛设计压力、风载和地震荷载作用下有足够的强度和刚性。各层刚性梁的间距要满足应力分析的要求并考虑整体布置的合理性;刚性梁的最大挠度也不应超出允许值。对于管子允许变形较小的特殊部位,应严格计算并采用专门结构。

gangjiingang

钢筋 (steel bars for concrete reinforcement)

用于钢筋混凝土的钢材,具有一定强度、焊接性、冷弯性和抗应力腐蚀性能,按其使用功能分类属结构钢。一般用碳素钢或普通合金钢制成,含碳量约为0.15%~0.5%;要求有良好焊接性的钢筋,含碳量小于0.25%。

按钢筋加工工艺和力学性能分为热轧钢筋、冷拉钢筋、热处理钢筋和钢丝四大类。常用热轧钢筋按其强度分为四级:Ⅰ级(Q235钢),Ⅱ级(20MnSi、20MnTi、20MnNb),Ⅲ级(25MnSi)、Ⅳ级(40Si2MnV、45SiMnV、45Si2MnTi)。Ⅰ级用于普通钢筋混凝土结构,Ⅱ级、Ⅲ级和Ⅳ级主要用作预应力混凝土结构。各级热轧钢筋冷变形(拉、轧)可提高其屈服强度,但不宜用于制造承受冲击、重复荷载或低温的构件。中碳钢或低合金钢钢筋可经正火、等温淬火、调质或形变热处理改善钢筋的强度和韧性。钢筋按形状分光面圆钢筋、螺旋钢筋和月牙纹钢筋。后两种可增加与混凝土黏结力。钢丝也可经辊压出规律凹痕,成为刻痕钢丝。

直径10 mm以下的钢筋以盘条供应,10 mm以上的以直条形式出厂。热处理钢筋在运输、保管、使用中应注意防止低应力脆断及滞后断裂。

gangjijin xunhuanshуйguan shigong

钢筋混凝土循环水管施工 (reinforced concrete circulating water pipe construction)

有现浇和预制两种施工方法。现浇管在挖沟完后,在沟内分段浇筑。预制预应力管在工厂制作,再运到现场敷设。预制管工厂的设备比较简单,如工程地点离工厂较远而该种管子数量多时可将设备搬到现场制造。管子的直径可达3 m甚至更大,长度一般为4 m。

预制 预应力钢筋混凝土管预制,可用一阶段(震动挤压)工艺或三阶段(管芯绕丝)工艺施工。一阶段工艺系用串立式成型,用加工精密的内外钢套模组合定型,将主钢筋张拉完成后,即浇筑混凝土一次成型,

经静定时间后蒸汽养护。三阶段工艺系按上法先浇制混凝土管芯,成型后再在管芯上缠绕预应力钢丝,用机械或电热法张拉,然后再喷盖水泥砂浆保护层,以防钢丝生锈,经水压试验合格后出厂使用。

敷设 带承插口的钢筋混凝土预制管挖沟敷设。平口对接的钢筋混凝土预制管除挖沟敷设外,还可采用顶管施工(见取水构筑物施工)。挖沟后按设计规定在沟底铺一层黄沙或石子,再用起重机械将预制管逐节吊入沟内、找正位置,在插口上套上橡胶密封圈后,往前一节的承口方向水平加力拉紧,使插口和橡胶圈同时均匀地嵌入承插口内,按此步骤依次进行下一节管的安装。橡胶圈本身的直径略大于承插口内尺寸,并有规定的压缩比及防老化剂。在承插口内侧采用钢衬圈和密封环进行环向水压试验。水压试验的标准按设计和规范要求。安装后进行回填土,要求在两侧均匀回填分层夯实。

预应力钢筋混凝土管自重较大,在软土地区使用时要做混凝土基础。

gangtie jiben zuzhi

钢铁基本组织 (fundamental microstructure of steel)

钢铁中基本显微组织类型包括奥氏体、铁素体、珠光体、贝氏体、马氏体和碳化物等。其中奥氏体、铁素体和马氏体属固溶体,珠光体和贝氏体属机械混合物,碳化物属化合物,钢中渗碳体即为铁碳化合物。固溶体为两种或两种以上组元在液态时互相溶解,在固态时也互相溶解而成的单一均匀的相。固溶体按溶入元素原子在晶格中位置的不同分为置换式、间隙式和缺位式等三种。奥氏体、铁素体和马氏体均属间隙固溶体。机械混合物为两组元在固态时互不溶解,又不形成化合物,有各自晶格结构和性能的相的混合物。化合物为组元以一定的原子数比例相互结合,可用一简单化学式表示的物质。

奥氏体 碳或其他合金元素溶入 γ 铁中形成的固溶体(图1)。为面心立方晶格,无磁性,有良好的塑性和韧性。一般钢中奥氏体存在于高温下。钢淬火后有部分奥氏体残留到室温,称为残余奥氏体。合金钢中加

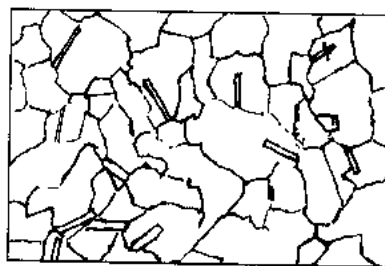


图1 奥氏体(250倍)

入扩大 γ 区的合金元素如Ni、Mn等,可使奥氏体能保持到室温以下,称奥氏体钢。

铁素体 碳或其他合金元素溶入 α 铁形成的固溶体(图2)。为体心立方晶格,塑性和韧性较好。亚共析钢发生珠光体转变前,先析出先共析铁素体,按成分与形成条件不同,其形态有等轴状、块状、网状和针状等。铁素体为低、中碳钢及低合金钢的主要显微组织。一般情况下,随铁素体量增加,钢的塑性、韧性上升,强度下降。钢中加入缩小 γ 区合金元素,如Si、Ti、Cr等,可得到高温常温都是铁素体组织,称铁素体钢。

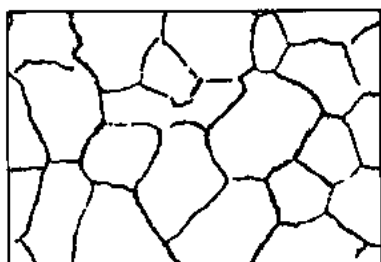


图2 铁素体(250倍)

珠光体 由铁素体和渗碳体组成的机械混合物。通常为片层状结构(图3)。乃奥氏体在 A_1 温度或以下发生共析转变的产物,有较高的强度和硬度。中碳钢和低合金钢的强度和塑性取决于珠光体的数量及片层间距,片层间距越小强度越高。随着珠光体转变温度的降低可依次分别形成粗片状珠光体、细片状珠光体、索氏体、屈氏体。它们都属于珠光体组织,只是片层间距不同。索氏体在金相显微镜高放大倍数下尚可辨别片层结构,屈氏体只有在电子显微镜下才能辨别,具有较高的强度和韧性、塑性。

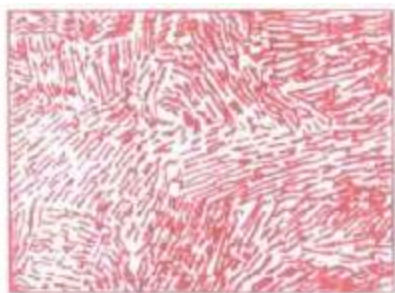


图3 珠光体(1000倍)

贝氏体 过饱和铁素体和渗碳体的两相机械混合物,属不平衡组织。钢中贝氏体形态取决于转变温度和合金元素,有上贝氏体、下贝氏体、粒状贝氏体和无碳贝氏体。

上贝氏体 羽毛状,由平行的条状铁素体和分布在条间片状或短杆状并平行于铁素体的渗碳体所组成(图4)。铁素体内位错密度高,即强度高,但韧性较差。

下贝氏体 过饱和铁素体呈针片状,针片间成一定角度分布,其内部析出许多均匀细小的碳化物。碳化物颗粒群与铁素体长轴约成 55° 交角。下贝氏体形态与回火马氏体有些相似,但比回火马氏体更易浸蚀(图5)。下贝氏体中过饱和的铁素体具有高密度位错胞亚结构,均匀分布着弥散的碳化物,因之强度高、耐磨性好。



图4 上贝氏体(1000倍)



图5 下贝氏体(1000倍)

马氏体 碳在 α -Fe中的过饱和固溶体。为体心立方晶格,是过冷奥氏体非扩散性相变的产物。钢中马氏体形态随碳含量而异。低碳马氏体为条状,平行成束地分布,在金相显微镜下呈板条状。马氏体条内有高密度位错。低碳马氏体韧性相当好,强度和硬度也足够高。高碳马氏体为片状马氏体,在金相显微镜下呈针状或竹叶状(图6),其立体形态为双凸透镜状。片状马氏体总是互相成一定角度分布。金相显微镜下淬火马氏体白亮,残余奥氏体稍暗。低温回火后马氏体变成黑色,残余奥氏体仍为白色。片状马氏体亚结构主要为精细孪晶,并且具有很高硬度。片状马氏体因韧性极低而无法在工业上使用,工业上使用的马氏体为无定形马氏体,呈细小针状形式,可在淬火的工具钢中看到。



图6 马氏体(400倍)



碳化物 根据晶格类型钢中碳化物可分为两类。当 $r_c/r_M < 0.59$ (r_c 为碳原子半径, r_M 为碳化物形成合金元素的原子半径) 时形成简单晶格碳化物(又称间隙相), 碳原子处于晶格间隙位置。有简单立方晶格碳化物 MC 型 (WC、MoC、VC 等, MC 型中的 M, 以及本文其后出现的 M_2 、 M_6 、 M_{24} 等均代表金属元素), 六方晶格碳化物 M_2C 型 (Mo_2C 、 W_2C 等)。这类碳化物熔点和硬度高, 很稳定, 不易分解, 对钢的强化作用大。当 $r_c/r_M > 0.59$ 时形成复杂晶格碳化物, 又称间隙化合物。如复杂立方晶格的 $Cr_{23}C_6$ 、 $Mn_{23}C_6$, 复杂六方晶格的 Cr_7C_3 和 Mn_7C_3 , 正交晶系的 Fe_3C 、 Mn_3C 等。钢中还会形成三元碳化物, 如复杂晶格的 M_6C 型碳化物 Fe_3W_2C 、 Fe_3Mo_3C , 复杂立方晶格的 $M_{24}C_6$ 型碳化物 $Fe_4Mo_2C_6$ 、 $Fe_{21}W_2C_6$ 等。

钢中有多种碳化物形成元素时, 生成含有多种碳化物元素的复合碳化物。如 $(Fe, Mn)_3C$ 复合碳化物, Fe_3C 中的铁原子可任意被锰原子置换。MC 型碳化物中钛、钒、铌等互溶生成 $(V, Ti)_3C$ 等复合碳化物。 M_6C 型碳化物可生成 $Fe_3(W, Mo)_3C$ 。有的碳化物之间只能部分地溶入其他合金元素, 如 Fe_3C 中可溶解一定量的铬、钼、钨、钽, $Cr_{23}C_6$ 中可部分溶解铁、钼、钨、钽、铌等。另外, MC 中可溶解大量的钨和钼等, M_2C 型如 W_2C 和 Mo_2C 中可溶解大量的铬等。(见金属碳化物分析)

参考书目

上海机械研究所, 金相分析技术, 上海: 上海科技文献出版社, 1987

章守华主编, 合金钢, 北京: 冶金工业出版社, 1981

gangzhong feijinshu jiazawu

钢中非金属夹杂物 (nonmetallic inclusions in steel)

钢中含有的非金属特性的组成物, 主要是在熔炼和浇铸过程中带进钢中的以及在固态冷却过程中过饱和析出的氧化物、硅酸盐、硫化物、氮化物等, 其形态一般不受热处理影响而改变。氧化物有 FeO 、 MnO 、 SiO_2 、 Al_2O_3 以及尖晶石类氧化物如 $FeO \cdot Al_2O_3$ 等。硅酸盐有 $2Fe \cdot SiO_2$ 、 $MnO \cdot SiO_2$ 等。硫化物主要是 FeS 、 MnS 、 $(Mn \cdot Fe)S$ 等。氮化物有 AlN 、 TiN 、 VN 等。其数量、大小、形态、分布对钢的性能有明显的影响。

夹杂物可分为塑性夹杂物、脆性夹杂物和不变形夹杂物等三类。塑性夹杂物沿锻轧方向延伸为条带状, 有硫化物及低熔点硅酸盐。脆性夹杂物沿锻轧方向破碎成串, 呈链状分布, 有 Al_2O_3 、尖晶石类氧化物、氮化物等。不变形夹杂物在铸态时成点球状, 锻轧时不变

形, 有 SiO_2 、高熔点硅酸盐、稀土硫化物等。

对钢性能的影响 使钢的韧性、塑性明显下降。夹杂物超过一定尺寸则视为裂缝, 会引起应力集中, 成为裂纹源, 此种裂纹效应以脆性夹杂物最严重。火力发电厂铸钢阀门、三通、汽轮机叶片等, 往往因夹杂物严重而引起开裂或断裂。构件表面的夹杂物使疲劳寿命下降, 所以汽轮机主轴、叶轮、叶片等对夹杂物有严格限制。低熔点夹杂物会使焊接产生热裂。焊缝中夹杂物会引起应力集中, 使焊接接头性能明显下降。板材中大量夹杂物沿轧制方向分布会诱发层状撕裂。

夹杂物的测定 可用宏观分析法(见金属宏观检验)、金相法、物理化学相分析法(见金属碳化物分析)等进行检测。其中较常用的为金相法。

金相法是将样品抛光以后, 可以使用适当浸蚀剂或染色处理, 然后用金相显微镜的明场、暗场、偏振光(夹杂物在偏振光下会显示各向同性或异性, 据此可判明夹杂物结构)等方法进行观察比较, 判断夹杂物的类型、数量、形态、大小、分布等。采用定量金相技术可进行定量分析, 常用比较法按评级标准进行检验和评定。

夹杂物的去除 世界冶金界已有有效措施以消除夹杂物对火电厂构件造成的有害影响, 使电站构件用钢净化。通过 20 世纪 80 年代普遍应用的炉外精炼和真空脱气技术, 加上对炉料和炼钢原料的精选, 使电站构件钢中夹杂物比 50 年代和 60 年代大幅度降低, 从而使钢的塑性和韧性显著提高。

gang zhong qi

钢中气体 (gases in steel) 钢在熔炼、焊接或钢的表面进行化学与电化学反应过程中所吸收介质中氧、氮、氢等气体的总称。钢中气体对钢的性能产生有害影响, 应严格控制其含量。

钢中的氧 炼钢本身属于氧化过程。尽管在炼钢后期加入锰铁、硅铁、铝等脱氧剂, 仍然有部分的氧溶于固态的钢中。以溶于铁素体中和形成 FeO 、 SiO_2 、 MnO 、 Al_2O_3 等氧化物(即钢中非金属夹杂物)两种形态存在, 降低钢的抗拉强度、塑性与韧性。特别是以夹杂物形态存在时, 使钢的疲劳强度下降, 钢的冷热加工性能变坏。所以沸腾钢比镇静钢或半镇静钢的焊接性能要差得多, 容易产生气孔和裂纹。焊接时, 若所用熔剂脱氧不充分, 会使焊缝的含氧量过高, 焊缝中的夹杂物量增多, 从而降低焊缝韧性。

钢中的氮 炼钢时钢液吸收空气中的氮。一部分溶于铁素体, 一部分成为非金属夹杂物。当钢中不含 Al 、 Ti 、 Zr 等元素时, 大部分氮与铁形成 Fe_4N 的针状化合物。 Fe_4N 的存在, 使钢的强度提高, 但剧烈降低钢的塑性与韧性。钢中氮会使钢产生时效脆性, 这是由

氮在铁素体中的溶解度随温度变化较大,当溶有氮的钢件从较高的温度快速冷却时,氮来不及析出,在以后室温下停留,发生时效析出 Fe_4N ,使钢的韧性剧降。在电弧焊时,若熔池保护不好,也会由于从空气中吸收氮而产生时效脆性。

钢中的氢来源于炼钢时湿度较大的炉料。氢在钢中的溶解度随温度下降而明显降低。氢以原子态存在时,溶入铁的晶格间隙中。当钢中溶氢每100g超过3mL,便会以分子态存在,在钢锭或锻轧件内部横截面上出现头发状的裂纹,称发裂,又因在平行于压延方向的断口上裂纹看起来像椭圆形银白色斑点,故又称白点。白点使钢产生氢脆。在低碳钢内不易形成白点,但中碳合金钢,特别是中碳Ni-Cr-Mo钢的氢脆敏感性最大。焊接中产生的冷裂纹与氢的效应和淬硬组织产生较大的组织应力有关。另外,在电弧焊时,潮湿环境和潮湿焊条也会在焊缝中带入较多的氢,在高应力或交变应力作用下,焊缝也会出现白点。焊缝的白点中一般总有夹杂或微裂纹存在,看上去又像眼睛,故又称鱼眼。

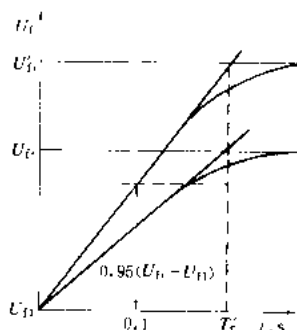
为了避免脆裂,对有可能产生白点的焊件、锻轧件,需在650℃左右进行析氢扩散退火,让氢从钢内部扩散到介质中去,消除过饱和状态,达到除氢目的。

目前,由于炼钢技术的发展,采用了真空脱气和真空浇铸等技术,已可使钢中气体含量和危害降低到最小程度。火力发电机组的汽轮机主轴、叶轮、发电机转子等锻件及高压锅炉钢管等已在制造时采用了真空脱气和真空浇铸等技术。

gaoqishixiangying

高起始响应 (high initial response) 在强励磁条件下,励磁电压达到顶值与额定电压差值的95%时所需的时间等于或小于0.1s的性能。对具有这种性能的励磁系统定义为高起始响应励磁系统。高起始响应是采用可控整流直接供励磁电流的励磁系统的固有特性,其时间常数小于或等于0.033s。对于时间常数大于0.033s的交流励磁机系统,需提高电压强励倍数,使励磁电压按高值 U_h 增长,如图所示。当励磁机强励电压达到顶值 U_h 时,即将其限制在 U_h ,使反应时间满足高起始响应的要求。

高起始响应励磁系统配合恰当的控制



实际高起始响应励磁系统励磁电压的变化

方式,或附加电力系统稳定器,可以提高电力系统暂态稳定性,因此是大型机组常采用的一项重要技术措施。

gaoasu qiliu ruanne

高速气流换热 (heat transfer in high velocity flow) 气体以接近音速或超音速流过固体壁面时的热交换。在这种情况下,因分子间摩擦对气体内部的温度分布产生影响和因密度变化引起气体状态变化使换热具有一系列新的特性。

由于固体壁面对气流的黏滞作用,壁面附近的气流因摩擦受阻将不同程度地失去动能。根据能量守恒原理,失去的动能将转化成气流的内能,从而表现为局部气体温度的升高。当驻点上和直接贴近壁面的气流被完全滞止时,从通常的意义上理解,动能将全部转化成内能而使气体产生相应的温升,可是在绝热壁面上气流只能升温到恢复温度 T_r ,壁面本身也达到数值上与 T_r 相等的绝热壁温 T_{aw} ,即

$$T_{aw} = T_r = T_\infty + r \frac{1}{2c_p} u_\infty^2 \\ = T_\infty \left(1 + r \frac{\kappa - 1}{\kappa} Ma_\infty^2 \right)$$

式中 T_∞ 是气流的来流温度; u_∞ 是来流速度; Ma_∞ 是相应于 u_∞ 的马赫数; κ 是气体的等熵指数,对于一般的空气和燃气等可近似取1.4; r 是温度恢复系数,它反映动能被滞止后转化为气流温升的实际份额。对于普朗特数 Pr 接近于1的气体,可近似认为:层流时, $r = Pr^{1/2}$;湍流时, $r = Pr^{1/3}$ 。 r 的引入是因为热耗散的存在,使失去的动能不能全部有效地转化成当地气流温度的升高。只有在等熵流动中,被滞止的气流动能才能全部转化成局部的气流温升,即 $r = 1$ 。

在低速(低马赫数)气流中,动能很小, T_r 与 T_∞ 很接近 T_∞ ,不必引入滞止温度的概念。高速流动时,即使 T_r 与壁面温度 T_w 相同,甚至于比 T_w 还要低,只要动能足够大,就可能使 T_{aw} 超过 T_w 。这时不仅壁面不被冷却,而且还被加热,因为这时确定热流方向的已不是 $(T_w - T_\infty)$,而是 $(T_{aw} - T_w)$ 。这就是高速气流中特有的气动力加热问题。

低速气流中可认为气流的密度是常数,气流具有不可压缩性,而且有关物性参数常可近似地看作为常数。高速气流中气体密度的变化幅度很大,必须按可压缩流体处理,使描述气体运动的方程组和方程求解都变得十分复杂,计算机的大量开发应用使这类问题的有效解决有了可能,但是仍然是一项比较繁复的课题。

gaowen yanqi fushi

高温烟气腐蚀 (high temperature corrosion on

the fire side) 通常发生在锅炉炉膛水冷壁和过热器受热面烟气侧金属管壁的腐蚀现象。一般尤以液态排渣炉膛(包括旋风炉)在燃烧器标高的熔渣段及其上部水冷壁区域出现者为多。燃用高硫分、低挥发分煤种的固态排渣炉,在炉内热负荷过分集中和呈微正压(跑火)工况下运行时,也会发生炉膛水冷壁高温烟气腐蚀现象。再者,燃油锅炉往往会发生过热器高温烟气腐蚀问题。

危害 高温烟气腐蚀会使承压管件的壁厚迅速减薄,强度降低,最终导致爆管,而且这种腐蚀,往往是大面积的,检查也较困难,更换恢复的工作量甚大。

机理 对高温烟气腐蚀的机理已有较深入的研究。液态排渣炉高温烟气腐蚀多属于高温硫腐蚀范畴。迄今研究结果可以肯定硫腐蚀与附壁层中碱金属化合物的作用有关,而管壁温度对腐蚀类型和进行速度又是重要的外部影响条件。通常高温硫腐蚀大致分为硫酸盐和焦硫酸盐型、硫化氢型和硫化铁型三种。实际过程中往往表现为其中两或三种的复合型腐蚀形式。

一般,腐蚀区受热面上都形成有低共熔点的碱性硫酸盐沾污层。同时烟气中又有煤燃烧生成的 SO_2 、 SO_3 在高温反应中与自由氧裂解生成的原子氧结合,会部分地氧化为 SO_3 ;煤灰分中的碱土金属硫酸盐(石膏等)热解时也生成部分 SO_3 。另外,当附壁区域中氧量低且存在还原性气体时,可燃硫在生成 SO_2 和微量 SO_3 的同时,还会生成少量 H_2S 。当在碱性硫酸盐参与作用下,基体金属表面氧化铁与 SO_3 同,可产生气相腐蚀,生成碱金属与铁的复式硫酸盐 $\text{R}_3\text{Fe}(\text{SO}_4)_4$ 。当焦硫酸盐 $\text{R}_2\text{S}_2\text{O}_7$ 与金属基体表面的氧化铁作用时,也可通过熔盐型腐蚀生成 $\text{R}_3\text{Fe}(\text{SO}_4)_3$ 。这种腐蚀产物可崩落和熔融迁移。而硫化氢的致腐过程是以气相型和熔盐型的复合腐蚀形式进行的。除此,当燃煤中硫化铁含量较高时,附壁区内有硫化亚铁存在,还可发生硫化铁型腐蚀。

燃用高氯化物燃料时,通常会发生炉内高温氯化物腐蚀现象。

液态排渣炉和旋风炉的高温烟气腐蚀过程,除受到煤灰分特性制约外,主要取决于其高热强度、低氧燃烧和炉膛主气流冲刷炉壁等燃烧工况,它们造成了附壁区域内有利于腐蚀过程发生的条件。另外一个关键因素是管壁基体金属的温度,当其在 $300\sim 350^\circ\text{C}$ 以上时腐蚀即开始显著。因此随着蒸汽参数提高,腐蚀的可能性亦趋严重。

燃油锅炉的高温腐蚀主要是钒酸盐熔盐型腐蚀。燃油灰分中含有钒化合物,其与碱金属氧化物及硫化物作用,会生成低熔点的钒酸盐。当 $\text{Na}_2\text{O}/\text{V}_2\text{O}_5$ 比值在1.5左右时,碱性钒酸盐与硫酸盐生成低熔点化

合物,导致在约 600°C 管温条件下的熔盐型腐蚀。

预防措施 除煤中的硫分之外,金属壁温和附壁层的气氛是诱发高温腐蚀的必要条件。因此,防止和减缓高温烟气腐蚀的对策,显而易见就是从结构设计上合理取用炉膛的热强度,防止热负荷过分集中,在运行调整上合理配风,防止煤粉冲刷炉壁,改善附壁的气氛,涂敷炉衬或采用表面渗铝的钢管也有一定效果,后者已在液态排渣炉上广为使用。

gaowen zhengqi guandao shouming

高温蒸汽管道寿命 (life time of steam pipings)

高温蒸汽管道从开始运行至失效时的累计运行时间。火力发电厂的高温蒸汽管道主要指主蒸汽管道(包括母管)、高温再热蒸汽管道和导汽管等,是火电厂的重要高温部件。由于布置在锅炉和汽轮机之外,且用大口径钢管制造,一旦失效则会发生灾难性事故,因此研究并把握高温蒸汽管道寿命,特别是超期运行电厂的蒸汽管道寿命,具有很重要的意义。

高温蒸汽管道设计寿命取决于管道设计时所取的持久强度极限的时间条件值。如取 10^5h 或 $2\times 10^5\text{h}$ 的持久强度极限作管道强度设计指标,则其设计寿命相应为 10^5h 或 $2\times 10^5\text{h}$ 。但电厂的实际运行寿命往往超过 $2\times 10^5\text{h}$,所以高温蒸汽管道的实际寿命成了火电厂安全运行普遍关心的问题。解决这个问题的方法是按照管道系统各部件的寿命损耗机制进行寿命预测,并采取延寿措施。

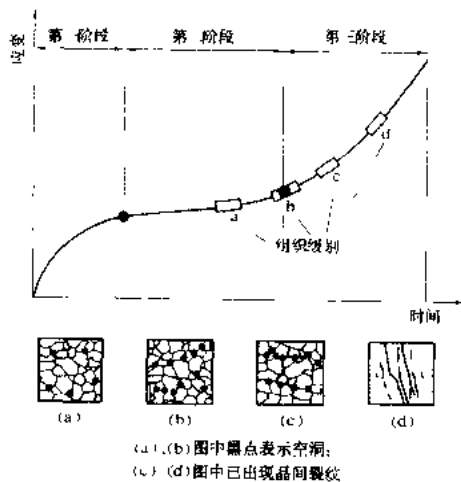
管系构件寿命损耗机制 对高温蒸汽管道的直管段、弯管、焊缝、三通、阀门等构件,要根据各自运行工况的特点和寿命损耗机制来选取不同的寿命预测方法。高温蒸汽管道的基本组成部分的直管段,运行时温度和应力分布均匀,且应力水平较低,在承受基本负荷时,其主要的寿命损耗机制是蠕变和材质老化,可选取蠕变寿命预测方法;如机组调峰和频繁启停,则为蠕变疲劳交互作用和材质老化等寿命损耗机制,可选取蠕变疲劳交互作用寿命预测方法。弯管、焊缝、三通、阀门等运行时有局部的应力集中,且应力集中处应力水平较高,在承受基本负荷时,其主要的寿命损耗机制与直管段同,但需特别注意局部应力集中区域的快速蠕变引起的提前损坏;如机组调峰和频繁启停,则需视调峰工况和启停频率的高低选用蠕变疲劳交互作用和材质老化寿命损耗机制,甚至是疲劳占主要成分的寿命损耗机制;另外,还必须注意局部地区的变形集中现象所引起的提前损坏。

高温蒸汽管道的寿命预测方法 较常用的有综合分析法和蠕变空洞及蠕变(或疲劳)裂纹检查法。一般在管道将到达设计寿命或作寿命预测时,或认为安全

有问题时进行。

综合分析法 较普遍的用于直管段材质寿命预测,也可用于弯管等。是通过对超期运行蒸汽管道的普查,然后选取一段或几段有代表性的管段进行鉴定试验,再根据试验结果得出超期运行后钢管材料的组织性能水平,综合普查结果,分析确定可继续安全运行的时间。普查的目的:①了解运行历史,尤其是运行超温情况和历次蠕变测量结果;②查清宏观缺陷情况,消除超标缺陷;③查清钢号和组织,消除错用钢材,了解金属组织性能变化程度,如球化程度等;④检查支吊架,消除缺陷并调整;⑤取出有代表性的管段,用于鉴定试验。鉴定试验包括钢的化学成分,室温和运行温度下的力学性能,金相组织检验,碳化物分析,蠕变和持久强度试验以及考虑调峰及频繁启停工况时的蠕变疲劳交互作用试验等。综合分析时除主要考虑持久强度值外,还需综合考虑其他试验结果以及管道蠕变测量结果等,然后得出结论。限于持久强度外推时间限制,每次分析确定的可继续安全运行的时间最长为 10^5 h。对于超期运行的高温蒸汽管道,综合分析法可在上次预测寿命将到达时再次继续应用。

蠕变空洞及裂纹检查法 主要用于弯管、焊缝、三通、阀门等部件。对弯管外弯面、阀门壳体变截面处、三通肩部和腹部以及焊缝等应力集中地区作宏观蠕变裂纹或疲劳裂纹检查。发现裂纹即行修补或更换。用复膜金相法作蠕变空洞检验。检查部位与宏观蠕变裂纹检查相同。利用如附图所示的与蠕变曲线的关系或蠕变空洞量与寿命损耗程度的关系来决定其剩余寿命。



蠕变空洞与蠕变曲线的关系示意图

高温蒸汽管道的延寿 主要延寿措施集中在弯管等易于应力集中的部件上,因为这些部件的寿命比直管短。主要延寿措施有设计时使弯管壁厚加厚并大于直管段。另外,也可用管道支吊架调整方法来使高温管

道的弯管等的寿命接近直管段。

高温蒸汽管道寿命研究的进一步的研究方向是:继续完善现有的寿命预测方法,包括寿命判废标准和蠕变疲劳交互作用寿命预测方法,以满足日益增长的调峰任务的需要,以及进一步开发新的寿命预测方法,包括在线和离线的寿命诊断技术等。

参考书目

能源部西安热工研究所主编,热工技术手册,电厂金属分册,北京:水利电力出版社,1990

qaoxiao yexing juyeshan

高效叶型及叶栅 (advanced blade profile and cascade)

三维叶型和三维叶栅是汽轮机通流部分优化设计的基础。在汽轮机通流部分气动热力设计进步的历程中,50年代至70年代为第一阶段,气动热力设计依靠平均截面上的一维计算即速度三角形法进行,叶片采用等截面直叶片或忽略径向分速度的自由涡流型设计选型。80年代开始为第二阶段,子午面和叶栅流场的二维计算与设计方法得到广泛应用,静、动叶片采用扭转造型,气动热力设计进入一维/二维阶段,汽轮机效率提高约1.5%。从90年代开始为第三阶段,应用新一代高效叶型、复合弯扭叶栅及静、动叶栅优化匹配的全三维设计,即用全三维NS方程分析汽轮机级的全二维流场,气动热力设计进入一维/二维/三维阶段,汽轮机效率比第二代又提高1.5%~2%。

高效叶型及叶栅的新技术主要有:在叶型造型方面,吸力面、压力面均由高阶连续光滑曲线(不是圆弧)构成,避免了流道速度的突跳;叶型前缘小圆半径较小且具有更好的流线形状,在来流方向(攻角)大范围变化时仍保持低损失特性;叶型尾缘小圆半径较小,尾缘损失低;较大的叶型最大厚度、强度和刚度性能更好。

后加载叶型 国际上分别于80年代和90年代开始研制新一代后加载高效叶型。与传统叶型表面的气动负荷出现在叶型流道的前部或均匀加载不同,后加载叶型表面的最大气动负荷出现在叶型流道的后部,即相对弦长60%~70%处。图1为后加载叶型与传统叶型的对比。后加载叶型的主要特点是

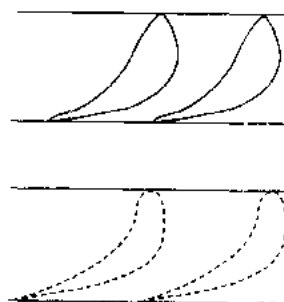


图1 典型后加载叶型(上)与传统叶型(下)

叶型吸力面上的气流在喉部以前加速,而在喉部以后适当扩压。其主要优点不是降低二维叶型损失,而是通



过削弱通道二次流强度,降低叶栅通道的三维总损失。这是叶型设计由二维概念向三维概念的重大进步。后加载叶型可使叶栅总损失下降 20%~30%,对提高叶栅效率有显著作用。同时,后加载叶型在来流攻角 $\pm 30^\circ$ 范围内损失基本不变,优于传统叶型相应 $\pm 20^\circ$ 的攻角范围,这对变工况运行时通流部分维持较高的热力性能是有利的。还应指出,由于叶型最大厚度较大,后加载叶型在强度方面还明显优于传统叶型。目前,国内外最新的冲动式和反动式汽轮机的静动叶型都具有明显的后加载特征。

分流叶栅 汽轮机高压及中压隔板的压差较大,为保证隔板的强度和刚度,传统采用加强筋配窄静叶叶栅的结构(图2)。由于加强筋与窄静叶接合部位在几何尺寸上存在突变,以及该结构常因加工原因使加强筋与静叶发生错位,流动损失较大。分流叶栅则由宽的主流叶片代替原加强筋和窄的分流叶片按一定规律

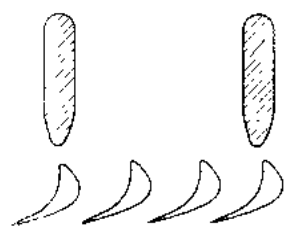


图2 传统加强筋结构叶栅

排列组合成叶栅(图3),既可保证隔板的强度和刚度,又使流动损失大幅度降低。流动损失的降低不仅在于避免了传统加强筋加静叶栅结构的缺点,还在于分流叶栅能使汽流在主流叶片后段连续加速,可大幅度地减薄边界层,使整个叶栅的二次流损失降低。与传统的加强筋加静叶栅相比,分流叶栅可使级相对内效率提高4%以上。分流叶栅中宽叶片主要用来满足强度和刚度的需要,窄叶片则主要用来满足气动性能的需要。宽叶片前部的气动载荷应尽量减小,而其后的气动载荷应尽量接近窄叶片的特征。由于隔板存在中分面及中分面附近静叶片变形和应力最大的特点,宽叶片和窄叶片的组合可按等强度原则采用不同疏密的分布。

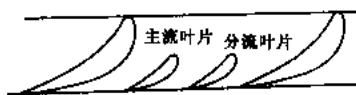


图3 分流叶栅

复合弯扭叶栅 60年代提出复合弯扭叶栅这一新概念以来,这项技术已成为汽轮机全三维设计技术的核心和标志。复合弯扭叶栅即沿叶高方向叶型截面的扭转叠加弯曲的叶片组成的叶栅(图4),可大幅度

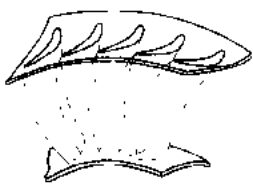


图4 复合弯扭叶栅

降低叶栅二次流损失,有利于改善静、动叶栅内部的三维流场。复合弯扭叶栅的弯曲及扭转规律与叶栅的叶型、径高比、焓降(出口马赫数)等有密切关系。复合弯扭造型使叶栅两端出口气流角增大,做功能力减小,而中部出口气流角减小,做功能力增加。沿叶高不同的弯曲和扭转型,使叶栅内气动热力参数沿叶高有不同的分布规律,这就为叶栅设计者提供了更多的设计自由度。复合弯扭叶栅的出现,使轴流透平流型设计真正扩展到三维空间。与传统扭叶栅相比,复合弯扭叶栅的总损失要低20%~25%,可使汽轮机级效率提高1.3%~2%。

子午面收缩调节级静叶栅 主要优点是降低静叶栅通道前段的负荷,减少叶栅的二次流损失。调节级静叶栅的相对叶高很小,二次流损失占叶栅总损失的比例很大,本技术可降低静叶损失20%~25%,提高级效率1.5~2%。

先进的全三维流型 流型是指气动热力参数沿叶高的分布规律,流型选择和优化的实质是建立静、动叶栅内部最佳的三维流场及其匹配,确定静、动叶栅的全三维造型(叶型及其积叠规律),达到最佳的气动热力设计效果。

caoyou dingzhou zhongzhi

高压油顶轴装置 (high pressure oil jacking equipment)

当盘车装置投入前或退出后,用高压油将汽轮机转子轴颈顶起的设施。轴承内的油膜必须待轴的转速达到一定数值时才能形成。在汽轮机启动冲转或停机降速临近停止时,为了防止轴颈面与轴承瓦面之间形成干摩擦,从轴承乌金面最低处注入一股高压油,将轴顶起0.03~0.05 mm,使轴面与瓦面之间强行建立油膜,并可有效地减少盘车装置的起动力矩,保护轴瓦和轴颈不被破坏,防止轴发生弯曲。

顶轴装置所需高压油,由容积式螺杆泵或柱塞泵供给,进入各下半轴承内部孔道,引至下瓦表面油袋中。油袋为一长方形凹面,其面积为轴承投影面积的3%~5%,深度为0.1~0.15 mm,过大或过深会影响正常运转的油膜状态。当顶轴油泵开始启动而转子尚未被顶起的瞬间,顶轴油压(视转子重量而定)可能达30 MPa。当转子已顶起排油通畅后,油压即下降至一稳定值。投入顶轴油泵后,如油压偏高,说明转子未被顶起,排油不畅;如油压偏低,则表明有漏油现象。当轴颈未被顶起时,盘车装置不得投入。当盘车速度达到规定转速,轴承内油膜已形成,即可停止顶轴油泵。在停机时,转子转速降至50 r/min左右即可投入顶轴油泵,但不宜投入太早,以免不必要地延长转子惰走时间。轴和联轴器找中心时应投入顶轴装置。

xixun sunhuai

隔板损坏 (diaphragm damage) 隔板被磨损或断裂,丧失工作能力的失效现象。运行中隔板的损坏可进一步导致机组强烈振动、叶片断裂、叶轮损伤事故,甚至引发轴系断裂、毁机等特重大事故。

隔板与叶轮之间的碰磨事故多发生在机组的起停过程中。隔板与叶轮之间设计有一定的轴向间隙,以避免因隔板弹性变形、温度、外力和振动的影响而产生碰磨。一旦轴向间隙消失,隔板即可由于碰磨而损坏。

根据隔板应力和挠度的分布规律,在大压差作用下隔板破坏具有以下特征:板体和外环均在和中分面成 90° 处首先断裂;导叶的叶顶均在中分面进汽侧处首先断裂;导叶的叶根均在中分面出汽侧处首先断裂。导致隔板破坏的主要因素有:①隔板的材质或加工存在严重缺陷,降低了材料的强度;②隔板具有较大的弹性挠度或残余变形,以及在巨大的外力撞击下致使破坏;③铸铁隔板的导叶插入深度不够、浇铸结合不良,在大压差的作用下,易使从根部或顶部拔出脱落;④在低压缸存在有瞬时进入大流量蒸汽的工况,低压铸铁隔板在压力波冲击的作用下,可造成隔板级间压差远大于设计压差,超过了隔板的实际强度极限而致使断裂。

防止隔板损坏事故的技术措施:①合理设计和调整各级隔板与叶轮之间的动静间隙;②在机组起停及变工况的过程中,注意调整和控制胀差,严格控制上下缸温差,防止汽轮机进水或冷汽;③严防汽轮机尤其是低压缸瞬时进入高参数大流量蒸汽;④定期检查隔板水平中分面处的挠度变化及导叶有无缺陷;⑤隔板的最大残余变形量,焊接隔板不应大于 0.03 mm ,铸铁隔板不应大于 0.05 mm ;⑥隔板在汽封处的最大挠度值不应大于动静间隙的 $1/3$,否则应予更换。

qieban yu gebanlao

隔板与隔板套 (diaphragm and carrier ring)

汽轮机汽缸中用来固定喷嘴或导叶,并形成汽轮机各级之间的分隔内壁的部件。

隔板工作时承受着蒸汽的压差,在汽轮机高压部分,此压差往往较大;而在低压部分,蒸汽压差虽然较小,但隔板本身面积较大,由压差引起对隔板的总作用力还是比较大,隔板在运行中会产生较大的应力。因此,保证隔板具有足够的强度是必要的。隔板和叶轮之间的间隙一般都很小,为了避免隔板在压差作用下产生过大的挠度而造成动静部分碰磨,还必须保证隔板有足够的刚度。

根据隔板工作处蒸汽的不同温度,选用不同的材

料和结构形式。通常有焊接式和铸造式两种结构。进入湿蒸汽区的隔板带有去湿装置。一般隔板固定在汽缸上或隔板套上,为了便于装拆,隔板均制成水平对开的两半,焊接式隔板的中分面是平切的,铸造式隔板的中分面是斜切的。隔板的中分面处为了减少漏汽装有径向键。

焊接式隔板 静叶片嵌装在冲有叶型孔槽的内外围带上(图1),焊接成环形叶栅,或由带冠静叶片焊接成环形叶栅,然后再与隔板外环、隔板体焊接在一起。在隔板外环的出汽边焊有径向汽封体,其上镶嵌有汽封片,成为动叶围带顶部的径向汽封。

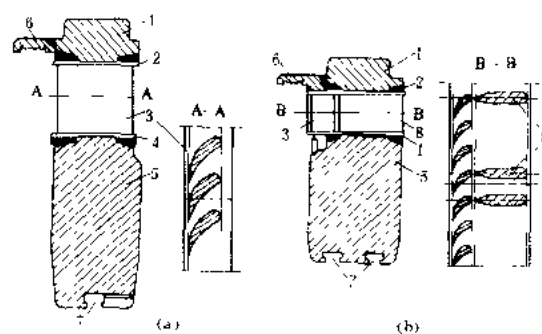


图1 焊接式隔板

(a) 普通焊接隔板; (b) 带加强筋的焊接隔板

1—隔板外环; 2—外围带; 3—静叶片; 4—内围带; 5—隔板体; 6—径向汽封; 7—汽封槽; 8—加强筋

过去当隔板的汽道高度较小时,为了减少汽道上、下端部的二次流损失,采用了较窄的静叶片,隔板上的载荷由兼起导向作用的加强筋来承受。现在大容量汽轮机为了提高效率,降低静叶型线损失,已采用多分流静叶栅,以减少静叶损失(见高效叶型及叶栅)。

铸造式隔板 将成形的静叶片放入砂型中,在浇注隔板时,将静叶片两端铸入隔板的外缘和隔板体中,这种结构制造方便、成本较低(图2),但其结构强度较差,在大型机组中均已改用焊接式隔板。

旋转隔板 抽汽供热机组中,为了调整抽汽量,采用周向和径向旋转隔板,如图3和图4所示。周

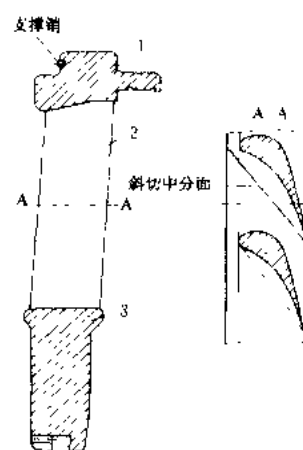


图2 铸造式隔板

1—外缘; 2—静叶片; 3—隔液体

向旋转隔板两侧由于存在蒸汽压差,使旋转环与不动隔板之间摩擦阻力较大,一般设置有平衡室(卸载机构)来减小旋转环的压紧力,可以减小油动机驱动力矩。另外采用径向旋转环则蒸汽压差被平衡掉,容易转动。旋转隔板适用于大流量的中低压抽汽场合,在汽缸

中占位小,易于布置,但调节性能不如调节阀好。如西门子公司单缸反动式抽汽冷凝机组就采用内置式调节阀结构(图5)。

隔板套 隔板可直接装在汽缸加工出的隔板汽窝中,但大功率冲动式汽轮机为了简化汽缸结构与加工,多设有隔板套。将数级隔板装在隔板套加工出的隔板汽窝中,而隔板套装在汽缸加工出的沟槽内。隔板在汽缸中受热,沿外圆周径向向外膨胀,装在汽窝中要有2~3 mm的间隙。隔板套以给水回热加热的抽汽点分段,隔板套与汽缸之间形成抽汽腔室。

隔板套由铸钢或铸铁制成(低于250℃以下用铸铁)。隔板套要承受内部蒸汽压力,所

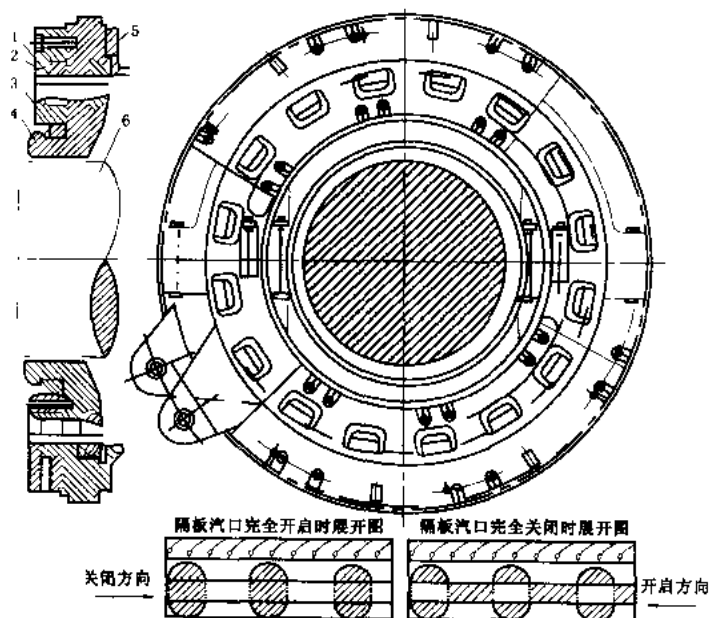


图3 周向旋转隔板

1—平衡室; 2—罩环; 3—转动环; 4—隔板; 5—径向汽封体; 6—主轴

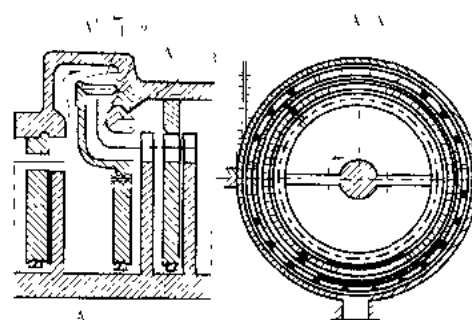


图4 径向旋转隔板

1—转动圆环; 2—蒸汽室; 3—隔板

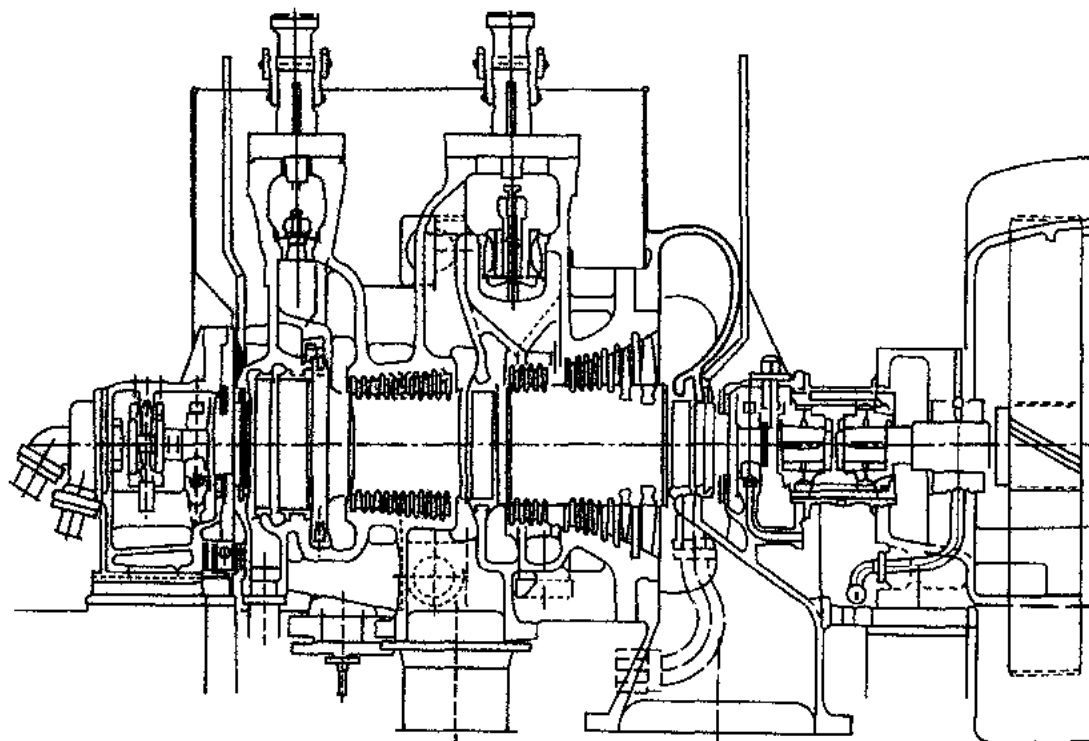


图5 内置式调节阀

以在中分面用螺栓紧固。隔板套在汽缸内的固定方法见支承方式与滑销系统。

去湿装置 在额定工况下,蒸汽在某些级的静叶栅中膨胀开始进入湿蒸汽区,蒸汽中含有的水滴不仅会降低汽轮机的效率,还会使动叶片产生水蚀,从而缩短叶片的使用寿命,在变工况运行时,湿蒸汽区域还会扩大。因此需要尽可能采取措施排除蒸汽中的水滴。有一种办法是在隔板外缘的进、出口边均铸有去湿槽,与固定在汽缸上的去湿环构成去湿装置(图6)。隔板进口边的去湿槽是收集上一级动叶出口的水滴,由吸汽口疏出,从低压缸下部的孔疏往凝汽器。

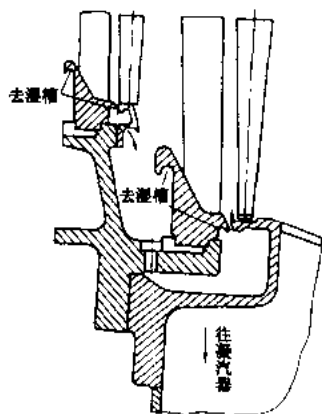


图6 隔板去湿装置

低压缸为了提高效率,末级、次末级静叶采用空心叶片并在静叶上开有径向槽,将静叶空心内腔与凝汽器相通,这样可除掉蒸汽中水分,提高末两级的效率。

静叶环 反动式汽轮机静叶片组装成静叶环。静

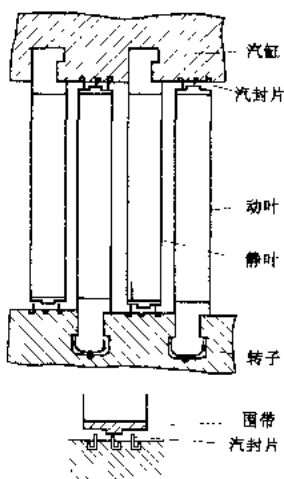


图7 反动式汽轮机叶片

膨胀间隙。

静叶环套 为了简化汽轮机结构,在大功率反动式汽轮机中设有静叶环套。将几级静叶环固定在静叶环套中。静叶环套与隔板套相同,按轴汽口位置分成数段,每段为一独立体,装于内缸的凸缘上。静叶环套亦有水平中分面,上、下静叶环套用法兰螺栓紧固在一起,以保持承受内压(见图8)。

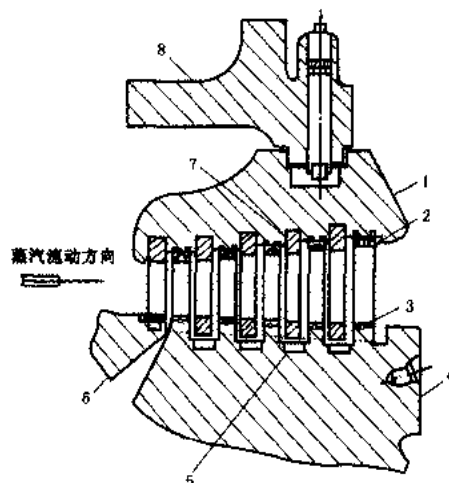


图8 350MW机组中压第1级组

1 第2静叶环套; 2-覆环; 3-制动块; 4-汽轮机转子; 5-密封片、锁紧片; 6-中压平衡活塞环; 7-锁紧块; 8-高中压内缸

ge-kaiguan

隔离开关 (disconnecting switch) 一种在分闸位置时其触头之间有符合规定的绝缘距离和可见断口,在合闸位置时能承载正常工作电流及短路电流的开关设备。当工作电流较小或隔离开关每极的两接线端间的电压在关合和开断前后无显著变化时,隔离开关具有关合和开断回路的能力,兼有操作和隔离功能。

结构型式 隔离开关主要由绝缘瓷柱(支柱绝缘子)和导电活动臂组成。按工作环境分,有户内和户外型的。户内型一般用于35kV及以下的电压等级,其活动导电杆在两端支柱绝缘子所形成的平面内打开或合上。户外型按照支柱绝缘子的数量划分,一般有单柱式隔离开关、双柱式隔离开关、三柱式隔离开关和V型隔离开关。按照支柱绝缘子的数量和导电活动臂的开启方式划分,一般有单柱垂直伸缩式、双柱水平旋转式、双柱水平伸缩式、三柱水平旋转式四种型式:①单柱垂直伸缩式。上半部为折叠式导电杆,下半部为一个垂直绝缘支柱,导电杆能上下活动,开断时可形成一个垂直方向的空气间隙,它可以直接布置在母线下方,按照不同的母线设计方案,三相隔离开关可以垂直于母线中心线布置,也可以错开布置。②双柱水平旋转式。两个绝缘支柱分开并垂直布置,开断时其顶部活动杆在水平面内分别旋转90°,形成一个水平方向的空气间隙,也有两个支柱成V型布置,即V型隔离开关。③双柱水平伸缩式。在一个绝缘支柱上安装静触头,另一个绝缘支柱上安装折叠式导电杆,导电杆能水平伸缩,

开断时可形成一个水平方向的空气间隙。④三柱水平旋转式。三个绝缘支柱分开并垂直布置,两边侧绝缘支柱固定不动,中间绝缘支柱上部安装一个水平式活动导电杆,开断时它在水平面内旋转约 60° ,形成两个水平方向的空气间隙。

隔离开关在关合位置时,能承载工作电流,但不能切除短路电流和大的工作电流。隔离开关没有灭弧装置,结构比断路器简单得多,只需考虑工作电流的发热和短路电流的动、热稳定性。

运行特点 隔离开关处于分闸位置时的空气间隙长度,既要考虑在各种过电压下隔离开关不致发生闪络,还需要考虑检修时人体活动安全范围的要求。否则在检修时要采取隔离带电部分的安全措施。

隔离开关在电力系统中的具体作用与电气主接线有关。例如,双母线接线的母线隔离开关在正常运行时起切换母线的作用,用以将某个回路接入运行方式所规定的工作母线;在检修断路器时,打开母线及出线隔离开关,在被检修的断路器两侧形成明显的空气间隙断开点,起隔离作用,又有操作功能。而在单母线接线或一个半断路器接线中的隔离开关,则只在检修断路器时起隔离作用。此外,双母线接线中的母线隔离开关在进行切换母线倒闸操作的过程中,同一回路的两组母线隔离开关与母线联络回路会形成环路,为此,母线隔离开关分闸时要具备切除环路电流的能力。

选型布置 隔离开关的选型布置与配电装置的类型有关,直接影响配电装置的占地和结构布置。例如,母线用单柱式隔离开关,可直接布置在母线下方,以缩小配电装置的纵向尺寸,从而节省占地。反之,用双柱水平旋转式隔离开关,则要求有较大的相间距离,增加了配电装置的间隔宽度,在连接母线时又需要一定的纵向尺寸,从而增加了配电装置的占地。此外,双母线接线的两组母线隔离开关选用单柱式时,还可将它们中联呈龙骨式布置,取消处于两组母线中间的一排中央门型构架,以简化结构型式。

工程财务评价

工程财务评价 (project financial assessment)

电力建设项目财务评价是根据国家现行财税制度和价格体系,分析测算项目的效益和费用,考察项目的财务盈利能力和清偿能力等,以评判建设项目财务上的可行性。

财务评价使用财务价格,即以现行价格体系为基础的预测价格。对于价格变动因素,在进行项目财务盈利能力分析和清偿能力分析时,原则上宜做不同处理。进行项目财务盈利能力分析时,计算期内各年采用的预测价格,是在基准年物价总水平的基础上预测的,只

考虑相对价格的变化,不考虑物价总水平的上涨因素;在进行清偿能力分析时,计算期内各年采用的预测价格,除考虑相对价格的变化外,还要考虑物价总水平的上涨因素,物价总水平的上涨因素一般只考虑到建设期末,即两种分析分别采用两套预测价格,两套计算数据。如项目建设期较长,确实难以预测物价总水平指数,经主管部门同意,两种分析在计算期内各年亦可均采用基准年物价总水平为基础,仅考虑相对价格变化。但需就可能的物价总水平变动因素对项目赢利能力和清偿能力的影响,进行敏感性分析。

财务评价在电力项目的经济性分析时普遍采用,其评价的结果决定项目的取舍,因此财务评价的结果非常重要。电力项目在进行财务评价时,除投资估算必须量准价实外,还要求所用的其他重要边界条件数据符合实际。重点是上网电量、资金条件和煤价。

上网电量是财务评价的前提,必须在充分分析电力市场的前提下,合理估计本项目的竞争能力,提出合理的上网电量。资金条件应确实可信并有书面依据。如资本金的构成及各部分的合法性、可能性、分利水平和方式;银行贷款利率、融资相关费用、还贷方式和年限。煤价的取定要有统一规范提供的原始资料作为依据。

工程国民经济评价

工程国民经济评价 (project national economic assessment)

国民经济评价是项目经济评价的核心,是从国家整体角度考察项目需国家付出的代价和对国家的贡献,计算分析项目综合平衡后对国民经济的净贡献,评价项目宏观的经济合理性。国民经济评价不可行的项目,一般应予否定。对国计民生急需的电力建设项目,若国民经济评价合理,财务评价不可行,应重新考虑方案,必要时可向主管部门提出采取经济优惠措施的建议,使项目具有财务上的生存能力。

国民经济评价用影子价格,在计算期内各年均不考虑物价总水平上涨因素,重要参数由国家主管部门发布。影子价格包括影子汇率、影子工资换算系数、社会折现率、一般货物影子价格、交通运输影子价格换算系数和贸易费用率。影子价格是国民经济评价中项目的投入物及产出物所使用的价格,它反映了对这些货物真实价值的度量,它以直接和换算系数两种形式给出。影子价格不仅取决于某一折现率下的国民生产价格体系,还取决于国际市场、影子汇率、货物稀缺程度及供求关系等因素。

国民经济评价是评价项目经济性的一个非常重要方法。世界银行、亚洲开发银行在确定是否贷款电力项目时,均要求按国民经济评价的方法,对该电力项目所

在的电力系统进行电源点优化研究,以确定该项目是否最优。评价时,首先确定项目所在地的如煤价、钢材、水泥、木材、设备价格、建设费用等影子价格,然后按照国民经济评价方法综合电源点和电力系统进行评价。

gongye dianshi

工业电视 (industrial television) 用于监视工业生产过程的电视设备。工业电视主要由摄像机、传输通道、控制器和监视器组成。摄像机把被摄景物分解转换为图像信号并加以放大,该图像信号的频谱处于视频范围之内,因此又称它为视频信号。传输通道将图像信号传输到监视器。工业电视传输通道大多使用视频电缆,故又称工业闭路电视。控制器通常包括视频处理放大器、同步机和控制系统。其中视频处理放大器把摄像机经传输通道传来的信号进行必要的加工处理与放大,使之成为标准的全电视信号;同步机用来产生各种同步脉冲,使摄像机和监视器的扫描系统步调一致;控制系统用来控制摄像机的工作状态,并向摄像机和控制器本身提供电源。监视器把控制器送来的电视信号在荧光屏上还原成被摄景物的图像,它实际上是一个专用的电视接收机。

工业电视在国民经济的各个部门都有广泛的应用,而对目标进行远距离、实时的观察和监视则是它应用最多和最成熟的一个方面。通过对多个不在一起的目标集中的观察和监视,使运行人员能够及时而准确地了解被观察点的情况,从而达到节省劳动力,改善工作环境及提高工作效率的目的。

电力工业已经普遍配有工业电视系统,将它应用在生产过程实时测控、安全和消防等各种应用方面。目前,在火力发电厂中应用较为普遍的有:锅筒(汽包)水位、锅炉炉膛内燃烧过程、炉底排渣情况、磨煤机石子煤排放情况、烟囱排放、输煤系统各转运站及皮带运转情况、煤场堆煤情况的监视,以及主控室及运转层情况的监视,各无人值守车间如循环水泵房、油泵房的监视,脱硫设备运转情况、水塔结冰情况监测等以及用于保安和消防目的对各部门、走廊及各层面的监视等。

随着数字技术的发展,工业电视正逐步向数字化和智能化方面发展,例如:工业电视与图像数字处理技术相结合,开发出可以对炉膛燃烧工况进行监测、诊断、报警及火焰图像存储、事故追忆,进而参与炉膛安全保护,进行温度场分析、降低 NO_x 排放的炉膛燃烧监控装置。

gongye qiyew sheji weisheng biao zhun

《工业企业设计卫生标准》 (sanitary standard

for industrial enterprise design) 中国于1979年作为国家标准(TJ36—79)颁布的一项标准,它是在1956年暂行标准、1962年和1972年标准基础上修订提出的,是国家贯彻预防为主方针,防止环境污染,实现环境卫生,保障人群健康,对工业企业设计在卫生防护方面所作的规定,是工业企业设计规范的重要组成部分。它要求工业企业的设计必须尽可能地减少或消除生产过程中产生的废水、废气、废渣等污染物质;对于生产过程中产生的污染物质,应采取必要的治理措施,使其符合现行国家规定的排放标准。标准中还规定,新建、改扩建、续建的工业企业,必须把各有害因素的治理设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产。

标准全文共分四章。第一章为总则,规定了制定标准的目的、原则和适用范围。第二章为大气、水源和土壤的卫生防护要求,分四节。第一节为厂址选择和大气卫生防护,规定了向大气排放有害物质的工业企业,应布置在居住区夏季最小频率风向的上风侧。排放有害工业废水的工业企业,应位于当地生活饮用水水源的下游。产生有害因素的工业企业与居住区之间,应设置卫生防护距离等厂址选择原则,同时还规定了居住区大气中34项有害物质的最高容许浓度,如规定飘尘和 SO_2 的一次最高容许浓度均为 0.5 mg/m^3 ,日平均浓度均为 0.15 mg/m^3 。第二节为给水卫生。规定了生活饮用水水源的选择,用水管道的敷设等。第三节为地面水和地下水的卫生防护。规定了工业废水和生活污水应经必要的处理,方准排入地面水。在城镇、工业企业集中式给水取水点上游1000m及下游100m的范围内,不得排入工业废水和生活污水等水源保护原则,同时规定了59项地面水水质卫生要求。第四节为废渣处置。规定工业企业生产的废渣,应积极采取综合利用措施。废渣堆放或填注时,应防止扬散、流失、淤塞河道等措施,以免污染大气、水源和土壤等废渣处置原则。第三章为车间卫生,共二节。第一节为防尘、防毒。对产生有害物质的车间规定了各种防护措施,并对车间中111种有毒物质和9种生产性粉尘的最高容许浓度做了规定。第二节为防暑、防寒、防湿。规定了为达到“三防”必须采取的措施。第四章为辅助用室,共分五节。分别规定了生产卫生用室、生活用室、妇幼卫生用室和医疗卫生机构等设置原则、建设规模等做了规定。

世界各国均有自己的生产环境卫生标准,内容不尽相同,但其标准都体现各自的特点,例如有的标准中列出的有害物质数目高达一千多种。

gongzhi relixue xingzhi

工质热力学性质 (thermodynamic properties

of working substances) 指用作工质(工作介质)的气体或液体、包括混合物的热物理平衡性质。热能与机械能相互转换赖以实现的媒介物质称作工质。流体,特别是气体或蒸汽,具有良好的流动性和膨胀性,便于能量的转换,因此工质一般为流体。工质热力学性质是遵照热力学基本定律而相互联系的,被指定为系统处于热力学平衡状态时所表现出的一系列热物理性质,故热力学性质也称平衡性质。

常用的工质热力学性质,包括状态参数、临界参数、状态方程、压缩因子、逸度、热容、相变性质等。

状态参数 见热力学状态参数。

临界参数 临界状态下系统的基本热力学参数,包括临界压力(p_c)、临界比体积(v_c)(或临界密度 ρ_c)、临界温度(T_c)。所谓临界状态是指系统汽、液两相平衡共存的边缘状态,在此状态下,汽、液两相之间不再有分界面,没有表面张力且汽化热等于零。

状态方程 系统的 p 、 v 、 T 三者之间的函数关系, $f(p, v, T) = 0$ 。此函数关系对不同工质可有不同的具体形式,如对理想气体,此函数最为简单,即 $pv = RT$ 。对于真实气体,迄今发展了形式众多的状态方程,主要是围绕着方程的简洁性、通用性和精确度三者的矛盾展开。最著名的状态方程之一是范德瓦耳斯(van der Waals)方程,其形式为

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right)(v-b) = RT$$

式中 a 、 b 是用来考虑分子间的引力作用和分子本身的大小的常数,对于不同工质具有不同的数值。

压缩因子(Z) 表征实际气体的 p 、 v 、 T 性质与理想气体的偏离的系数,用实际气体的比体积与按理想气体定律算得的比体积之比来定义,即

$$Z = \frac{v}{\frac{RT}{p}}$$

或

$$pv = ZRT$$

压缩因子一般表示成压力和温度的函数。

逸度(f)和逸度系数(ϕ) 热力学分析中有特殊用途的两个辅助函数。对1mol的纯流体而言,它们的定义为

$$dg = RTd\ln f \quad (\text{恒定 } T)$$

$$\lim_{p \rightarrow 0} \frac{f}{p} = 1$$

$$\frac{f}{p} = \phi$$

其中 g 是吉布斯自由能。逸度和逸度系数两者都具有强度性质,它们不能直接测量,但可以根据 p 、 v 、 T 数据来计算。

热容 热容 C 是指在一定过程中系统温度升高

1℃所吸收的热量。比热容是单位质量物体的热容,即

$$c = \frac{C}{m}$$

在定容下所有的热量都用来增加系统的内能,故定容热容可表示为

$$C_v = \left(\frac{\partial Q}{\partial T}\right)_v = \left(\frac{\partial U}{\partial T}\right)_v$$

类似地,在定压下定压热容为

$$C_p = \left(\frac{\partial Q}{\partial T}\right)_p = \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_p$$

对任何系统, C_p 与 C_v 两者之间的关系可表示为

$$\begin{aligned} C_p - C_v &= \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_p - \left(\frac{\partial U}{\partial T}\right)_v \\ &= T \left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_v \left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p \end{aligned}$$

相变性质 包括沸点、蒸汽压力、相变热效应(包括气化热、熔化热、升华热)等。

液体的沸点是指液体蒸发气压力等于外压力时的温度。

蒸汽压或称饱和蒸汽压力,是指在一定温度下与液体或固体相互平衡的蒸气所具有的压力。

气化热是指单位质量饱和液体在一定压力下完全变为同温下的饱和蒸气所需加入的热量。

熔化热是指单位质量固体在熔点下完全转变为液体时所吸收的热量。所谓熔点是指一定压力下物质的固态、液态平衡共存时的温度。

固态(晶体)物质不经过液态而直接转变为气态的现象,称为升华。升华热是指单位质量的固体直接转变为气体时所需的热量。

其他物性 有表面张力、体胀系数、等温压缩率等。

表面张力 σ ,定义为单位长度表面上的作用力。在表面热力学中,表面张力定义为定温定压下单位面积表面的吉布斯自由能,表示为

$$\sigma = \left(\frac{\partial G}{\partial A}\right)_{T,p}$$

$$\alpha = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p, \text{称为体胀系数,其中偏导数} \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p$$

表示系统在定压下容积随温度的变化率。

$$\kappa = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T, \text{称为等温压缩率,其中偏导数}$$

$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T$ 表示系统定温下受压缩时容积的变化率。

α 和 κ 是两个很常用的热系数。

gongre ailunji yunxing

供热汽轮机运行 (operation of steam turbine

for cogeneration) 供热汽轮机因同时承担供热、发电任务,其运行与凝汽式机组相比有着自身的特点。

背压式汽轮机运行 进入汽轮机做功后的排汽通过供热管道全部供给热用户作为生产或采暖用汽。背压式汽轮机运行,其电功率取决于热负荷,即“以热定电”。而热负荷又随热用户的需要而变,难以同时满足系统电负荷、热负荷的需要,所差的电量需由电网补偿,因而增大了电力系统的备用容量。

背压式汽轮机没有冷源损失,其循环热效率为1,带额定负荷时热经济性高。若偏离设计工况,其热经济性降低,发电量减少,电网补偿容量增加。背压汽轮机运行在有可能的情况下应与抽汽凝汽式供热机组配合使用。

背压式汽轮机的起动 根据热网状态,汽缸温度,可采用低、中参数或额定参数,进行冷态或热态向空排汽方式起动。在冷态起动并入热网时,为防止汽缸结合面变形应控制汽缸与法兰温差不超过规程规定。为缩短起动时间,减少噪声,尽快适应热负荷需要,也可采用背压倒暖额定参数方式起动,起动时,背压调整器处于解除位置,背压排汽安全门试验动作正常。

背压式汽轮机运行维护 根据用户热负荷需要调整电负荷,控制排汽压力、温度在规程规定的范围之内。空负荷时排汽室温度不超过规程规定值。背压过低时应控制末级隔板、动叶前后压差不超过规程规定值,防止隔板、动叶过负荷。

背压式汽轮机停机 为防止排汽室温度上升过快,停机时应尽量缩短空负荷运行时间。

抽汽背压式汽轮机运行 抽汽背压式汽轮机可采用额定参数向空排汽或倒暖两种方式起动,起动前将抽汽隔板全开。调整抽汽一般在额定负荷的25%~40%时投入。投入前检查抽汽逆止门、安全门应正常。在投入调整抽汽时,应根据热负荷要求调整调压器,使回转隔板或蝶阀关至适当位置。在抽汽压力稍高于供热母管压力时向外供热,投入调压器。当背压供汽热负荷稳定后,投入背压调整器运行。正常运行中监视抽汽室隔板前后压差,不超过规程规定值,避免隔板、动叶过负荷。运行中定期活动抽汽管路逆止门以确保灵活好用,防止机组甩负荷时抽汽逆止门不严、卡涩,管路倒汽造成汽轮机超速。停机时,先解列背压调整器,电负荷减至40%以下,全开回转隔板或蝶阀,解列调压器,关闭抽汽门。

抽汽凝汽式汽轮机运行 抽汽凝汽式汽轮机的起动,在凝汽工况下进行。带有两级调整抽汽的供热汽轮机,中压和低压抽汽投入的次序通常没有规定。调整抽汽投入前应检查抽汽逆止门、安全门的动作情况,在投

入调整抽汽运行时,根据热负荷要求调整调压器使回转隔板或蝶阀关至适当位置,向外供热。在保证向热用户正常供热的条件下,应尽量使抽汽室压力保持在规程允许的最低压力,但不应低于最低值,以防止抽汽室前一级焓降增大,导致隔板与动叶过负荷。停机时将负荷减至额定负荷的25%~40%,调整调压器使回转隔板或蝶阀全开,解列调压器,按凝汽式汽轮机规定停机。

低真空循环水供热汽轮机运行 采暖期为低真空循环水供热运行方式,非采暖期仍为凝汽式运行方式。

供热前热网必备条件 供热负荷及热网循环水量应满足汽轮机稳定运行工况要求,热网泵及水系统运行正常,热网水质应符合标准要求,pH值6~8。

低真空循环水切换 汽轮机在凝汽工况下运行,开启供热出、入口水门,同时关闭循环水去水塔总门及循环水系出口水门,机组由凝汽工况运行切换为低真空循环水供热工况运行。切换过程中,应控制排汽室升温速度2~3℃/min,监视机组振动、轴向推力和各部膨胀,应正常。

低真空循环水供热运行维护 通过调整电负荷,控制供热出口水温度在55~65℃之间,排汽室真空在55~75 kPa,供热回水压力在0.13~0.18 MPa。监督水网水质在规定范围之内,控制热网失水率在循环水量的3%以内。空负荷排汽室温度不应超过规程规定。

采用低真空供热后,由于供热管路水中氧化铁含量较多,为防止凝汽器铜管结垢,胶球清洗装置应定期投入运行。

热网换热站运行 包括热网加热器和热网水泵等设备的运行。

热网加热器运行 热网加热器一般为表面式换热,汽、水或水、水交换。投入时先投冷水侧,后投汽或热水侧。运行中应根据供水温度要求调整加热器进汽量,保持供水温度。运行中应加强对水质监督,掌握加热器管束结垢情况。监视加热器管束胀口泄漏情况,防止汽侧满水,引起加热器或抽汽管路振动。

热网水泵运行 应加强对出、入口压力、振动、轴承温度和汽蚀的监督。

gongre x tong

供热系统 (heating supply system) 热电厂向热力用户提供蒸汽或热水并回收其返回水的设备和厂内管道连接系统。供热系统和供热机组的型式和出力应根据热负荷的性质、容量和供热距离来确定。

热负荷有工业负荷和生活、采暖与空调负荷两种。经常变化的热负荷,采用可调整抽汽式汽轮机供热;相

对稳定的热负荷,可采用背压式汽轮机配合可调整抽汽式汽轮机供热。

为保证供热的可靠性,装有可调整抽汽式汽轮机或背压式汽轮机的热电厂,须根据供热蒸汽参数设置减压减温装置,作为备用热源。

热电厂供热根据载热介质主要有蒸汽供热和热水供热两种类型。

蒸汽供热 一般根据热力用户对参数和数量的要求,由调整抽汽式汽轮机的抽汽或背压式汽轮机的排汽直接供给用户使用。此时,供热蒸汽为电厂工质,因此希望供热蒸汽的凝结水能全部回收。一般情况下,热电厂设有回收凝结水的水箱,将凝结水集中后经过大气式除氧器加热除氧,再送回电厂热力系统。但在实际应用中,由于热力用户的生产特点不同,当采用蒸汽作为工厂生产用的直接加热介质时,供热蒸汽被全部消耗,不能回收;即使用蒸汽间接加热,凝结水也可能受到污染,使部分或全部凝结水不能回收。所以蒸汽供热凝结水回收率较低。为提高凝结水回收率,可要求热力用户设专用的热交换设备,这样可以降低热电厂水处理设备的容量,有利于提高运行经济性。

热水供热 向用户供应热水,通常是在热电厂内装设汽-水热交换器,用抽汽式汽轮机的调节抽汽作为加热汽源。对用热水采暖的热力用户,通常在热电厂内装设两级串联的热网加热器,分别用双抽汽式汽轮机的高、低压抽汽作为加热汽源。用低压抽汽的加热器称基本热网加热器;用高压抽汽的加热器称尖峰热网加热器。采暖季节先投入基本热网加热器,在严寒期内再投入尖峰热网加热器。闭式热水热网通常采用调节汽轮机的抽汽参数和抽汽量来控制热网加热器的供水温度。热网水通过热网水泵升压和热网加热器升温,在系统中循环,连续向热用户供热。热网加热器加热蒸汽的凝结水直接回收送回电厂的热力系统。

为保证热水热网的水质良好以延长管道和设备的使用寿命、提高热交换效率、减少维修工作量,闭式热水热网的补充水须采用除过氧的化学软化水和锅炉排污水。只有在上述水量不足以补充热水热网水量损失的情况下,才允许补充少量生水。当补充水压力低于热水热网的压力时,需加设热网补给水泵。

这样的大型集中热网供热,由于其需要庞大的热力管网,投资大,时间长等缺点,目前有改为小型分散热电联产供热的趋势,并且还将发展“热、电、冷三联产”和“全能量系统”。(见热电联产电厂)

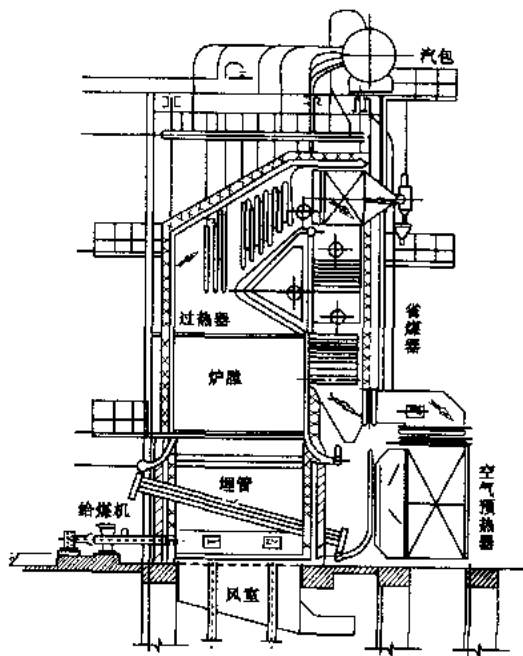
Guān liú huà chuáng guō lú

鼓泡流化床锅炉 (bubbling fluidized bed boiler, BFBB) 采用鼓泡流化床燃烧技术的锅

炉,又称鼓泡床锅炉或沸腾锅炉。

基本结构 鼓泡床锅炉炉膛分为下部密相区和上部悬浮段两部分,密相区内颗粒浓度稠密,其料层高度一般为1.0~1.4 m(对应静止料层高度为0.5~0.7 m),密相区以上的颗粒浓度较低的炉膛空间称为悬浮段,位于炉膛底部的布风装置则包括布风板、风帽和隔热层。由鼓风机送来的空气,经风道进入风室,风室起着稳压和预分流的作用,以把空气均匀地送入风帽,风帽一般按等边三角形均匀分布在布风板上,从风帽小孔以40~50 m/s流速喷出的空气进入炉内密相区,以建立良好的鼓泡流化状态。通常将布风板沿炉宽方向设计成几个分床,以利于分床点火起动和分床压火调节负荷。每个分床的布风板上设有排渣口。当入炉煤最大粒径在10 mm左右时,密相区的流化速度一般采用3~4.5 m/s。由于密相区内的燃尽份额和放热量相对较大(一般达3/4左右),为控制正常床温(800~950℃),必须布置较多的受热面以吸引相应的部分热量。为此,一般必须采用密排的水平或倾斜布置的蒸发受热面管束(也有的埋入过热器管束)。管上焊有防磨鳍片。炉膛上部的悬浮段四周布置水冷壁管,悬浮段的烟气流速为2~3.5 m/s,高度一般应使小于0.5 mm的细颗粒的停留时间达到3~4 s。鼓泡床锅炉的过热器、省煤器和空气预热器的布置与层燃炉或煤粉炉基本相同。给煤设备多采用螺旋给煤机。鼓泡流化床的基本结构如图所示。

技术性能 实践表明,鼓泡床锅炉几乎可以燃烧一切种类的燃料,包括煤矸石和垃圾,依煤种不同其锅



鼓泡流化床锅炉简图

炉效率一般为75%~85%。当采用飞灰再循环系统时,热效率可进一步提高。向床内加入石灰石脱硫,当 $Ca/S \geq 2$ 时可达80%的脱硫效率。排烟中 NO_x 含量小于 300 mg/m^3 (标态干烟气, $O_2=6\%$);负荷调节范围可从100%到30%。

发展简况 鼓泡床锅炉自60年代开始应用于工业实际,并从工业锅炉发展到电站锅炉,最大容量已达到120 MW[美国明尼苏达州黑狗(BLACK DOG)电站];中国在1965年建成第一台燃烧油页岩的14 t/h鼓泡床锅炉,迄今运行台数较多,但容量均较小,多在35 t/h以下,最大容量为220 t/h。因鼓泡床锅炉大型化受到床面积的限制,且埋管磨损影响运行可靠性,故在电站锅炉领域内已让位于循环流化床锅炉。

gupao liuhua huang ran shao

鼓泡流化床燃烧 (bubbling fluidized bed combustion, BFBC)

在较低的空床气速下,利用鼓泡流化床工艺,进行固体燃料燃烧反应的一种流化床燃烧技术。鼓泡床内燃料及灰颗粒的运动状态如图1所示。床内的平均温度一般维持在 $800 \sim 950^\circ\text{C}$ (加石灰石脱硫剂)或 $900 \sim 1050^\circ\text{C}$ (不脱硫时)。床料通常由 $0.5 \sim 10 \text{ mm}$ 粒度的灰颗粒和微量燃料颗粒组成。用于流化和燃烧的空气由炉底的布风装置均匀送入床内。空床气速一般选用 $3 \sim 4.5 \text{ m/s}$ (为临界流化速度的2~3倍)。膨胀料层高度约 $1.0 \sim 1.5 \text{ m}$ (约为静止料层高度的2倍)。当一定筛分宽度的燃料颗粒(通常为 $0 \sim 10 \text{ mm}$)连续地投入床内时,很快就混合在灼热的床料中,并随着床料向各个方向运动,得到加热、着火和燃烧。床料的平均可燃物含量一般只有1%左右。

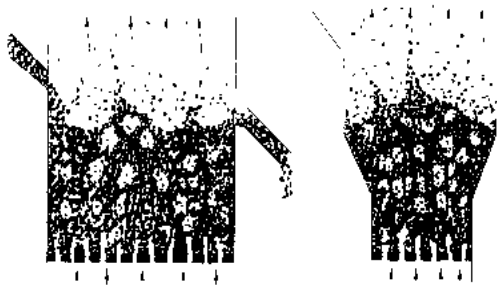


图1 鼓泡流化床燃烧时固体颗粒运动的示意图

鼓泡流化床燃烧有以下技术特点:①因燃烧系统处于鼓泡流化床状态运行,床层一般具有较明晰的起伏波动的上界面;上升气流夹带的细微颗粒(一般粒径小于 0.5 mm)通过床层界面进入上部炉膛(亦称自由空间)继续其燃烧过程,故上部炉膛工况条件对飞灰(一般占总灰量的20%~30%)的燃尽起着重要作用。②由于床料热容量大,加上燃料颗粒在床内的停留时

间较长,故即使是热值很低的多灰分劣质燃料,仍能很顺利地着火燃烧;其中大于 0.5 mm 的颗粒不易被气流夹带,一般在料层中燃尽后随溢流灰及床底渣(一般占总灰量的70%~80%)排出炉外。③为维持规定的床温,床内必须设置足够的埋管受热面以吸收床层中燃料颗粒燃烧释放热量的过剩部分。鼓泡床内的埋管受热面与床料间具有很高的传热系数,一般为 $230 \sim 340 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$ 。④由于床内温度水平较低且较为均匀,热力型 NO_x 的生成量很少,加上一一般采用分级配风方式(一次风率即流化风率约85%,床上二次风率约15%),故 NO_x 的排放浓度一般在 300 mg/m^3 (标)以下(NO_x 的排放问题见流化床燃烧技术)。⑤床料中加入石灰石或白云石细颗粒,维持 Ca/S 比在2左右,床温在 $850 \sim 900^\circ\text{C}$,即可达到80%脱硫效率。⑥因为流化床燃烧温度低于煤灰分的开始变形温度,故即使燃用低灰熔融性温度的煤种,也不会产生炉膛结渣的问题。⑦低温燃烧产生的灰渣具有较高的活性,有利于综合利用。

鼓泡流化床燃烧技术也有其不足之处,即:①细燃料颗粒在上部炉膛内未经燃尽即被带出,常成为鼓泡流化床在燃烧宽筛分燃料时燃烧效率不高的主要原因,也是脱硫反应的钙利用率低的主要原因,通常采取飞灰再循环可得到部分弥补;②鼓泡流化床内粒子的水平方向湍动相对较慢,对入炉燃料的播散不利,影响床内燃料的均匀分布和燃烧效果,也迫使大功率燃烧系统的给煤点布置过多;③床内埋管的磨损速度过快问题难以得到很好解决。上述诸问题在一定程度上限制了鼓泡流化床燃烧技术的利用;而在鼓泡流化床基础上发展起来的循环流化床锅炉则基本克服了这些缺点,从而排除了鼓泡床在大功率锅炉领域应用的可能性。

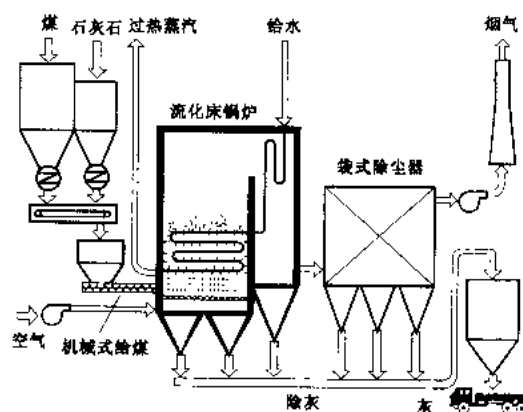


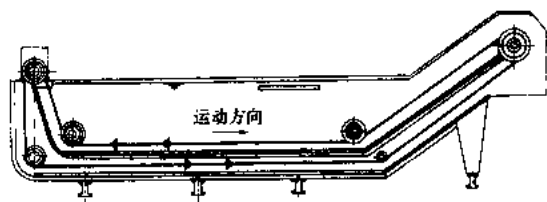
图2 鼓泡流化床燃烧系统工艺流程图

guban laozhai

刮板捞渣机 (submerged scraper conveyor for

bottom ash removal)

靠装在定向移动的链条上的刮板将灰渣从炉底水槽中排出的灰渣输送机装置。它与炉膛冷灰斗下部的插板装置连接通道(俗称渣井)、关断门和排渣端的导渣槽、分离筛、碎渣机等共同组成一套完整的机械排渣装置。如图所示,刮板捞渣机通常由狭长水槽和倾斜沥水段及链条返回腔组成壳体,两条相互平行的链条由驱动装置牵引,使定距分布的刮板沿水槽底部经沥水段和返回腔沿一个方向连接移动。炽热炉渣由冷灰斗落入水槽水容积内,经自然淬冷破碎沉入槽底,由刮板托带至沥水段,然后由排渣端排出,再经导渣槽或分离筛筛分,较大的渣块进入碎渣机破碎后,由渣沟或专门的输送设备将炉渣输至灰渣场或用户。补给水冷却和溢流系统使槽内水温保持在60℃以下,保护系统能使捞渣机在过载和断裂或掉链时停机和报警。在锅炉运行条件下,捞渣机发生事故时可将关断门临时关闭,进行抢修排除故障。事故和停机检修时可将捞渣机沿轨道引出修理,或换上同型备用设备。刮板捞渣机沥水段倾角一般为25°~45°,水槽长度根据锅炉的容量可从几米到几十米。链条运动速度一般为1.5~3 m/min,为防止过快磨损,最大不超过6 m/min。捞渣机出力为5~60 t/h。这种捞渣机在中国和世界各国都得到广泛使用。



刮板捞渣机

管壁温度计算

(prediction of tube wall temperature) 为保证锅炉工作的可靠性,锅炉所有受热管的金属温度必须低于它的安全极限。对受热面管壁温度进行核算是锅炉设计中的一项重要工作。

需要核算的管壁温度 t_w 是指同一管组中热力、水力在最不利条件下的局部最高壁温。核算管壁温度的部位应是热负荷大、工质温度高和水力偏差大的地方,单独一个因素或某些因素配合都可能导致管壁温度达到危险值。

受热管的强度计算要求确定受热管的管壁温度。随着金属温度升高,钢材的许用应力下降,因此,必须按允许的管壁温度条件来选用管材。进行强度计算时,管壁温度采用管子内外壁的平均温度。受热管允许使

用的外壁温度限于管子外壁不致形成氧化皮。

受热管管壁厚度上的平均壁温按下式计算:

$$t_w = t + \Delta t_{de} + \mu \beta q_{max} \left\{ \frac{\delta}{\lambda} \frac{1}{\beta + 1} + \frac{1}{\alpha_2} \right\} \text{℃}$$

受热管外壁温度按下式计算:

$$t_{ow} = t + \Delta t_{de} + \mu \beta q_{max} \left\{ \frac{\delta}{\lambda} \frac{2}{\beta + 1} + \frac{1}{\alpha_2} \right\} \text{℃}$$

上两式中 t 为管壁温度计算点处工质的平均温度,℃; Δt_{de} 为工质最高温度与平均温度的偏差值,℃; μ 为热

散漫系数; β 为管子外径与内径之比, $\beta = \frac{d_0}{d_i}$; δ 为管子壁厚,m; λ 为管壁金属导热系数, $W/(m \cdot \text{℃})$; α_2

为管壁对受热介质的换热系数, $W/(m^2 \cdot \text{℃})$; q_{max} 为热负荷最高的管子上吸热量最大处的热负荷, W/m^2 。

管道施工

(piping erection) 按照工程设计进行管道敷设和管子之间及管子与其附件之间的连接的工艺过程。火力发电厂热力系统的汽水管道的供水、燃油、除灰等辅助系统的管道,规格多种多样,从直径30mm的小管到直径2~3m、壁厚10~20mm的大口径薄壁管和直径0.4~1m、壁厚50~200mm的大口径厚壁管,它们分别在高温高压、低温低压和真空等各种工况条件下工作,材质有碳钢和各类合金钢,管道品种数有数十种。管道附件指弯头、弯管、三通、变径管、波纹伸缩节、法兰、阀门、支吊架等。管道和附件有的由制造厂随设备供应,有的由专业制造厂加工,有的由施工单位现场加工,它们的总重量随电厂容量不同而异,常达上千吨乃至万余吨,由此可见施工中管道施工工作量之大。

管子和管道附件的检验与配制 管道附件按其不同类别,适用于不同管道。管道附件一般按加工方法分类。管子和管道附件应在安装前核对质量保证书,或进行检验,以保证质量。

管子 低压大口径管道多用焊接钢管,其他的则用无缝钢管。钢管材质均须有质量保证书,设计压力 $\geq 1.6\text{MPa}$ 的管道应有材质化学分析和机械性能报告,外观不得有重皮、裂缝。合金钢管应有热处理状态说明并作光谱复查,做出钢号标志。对蒸汽管道应选取壁厚最大负公差的管段,留作监察段使用。

弯管 用钢管弯制,弯曲半径在4倍管径左右,弯管时弯曲外径的管壁拉长变薄,断面呈椭圆形,强度降低。因此要求弯管工艺能使这个缺陷最小。主要弯管方法有冷弯、灌砂热弯、中频弯管等多种。

(1)冷弯:用冷弯管机冷弯,一般用于管径100mm以下,现场弯管方便。但不同规格钢管和弯曲半径需使

用不同的模具。

(2) 灌砂热弯: 钢管内部灌砂并震实, 将弯曲段钢管均匀加热, 再将直管部分放在两侧靠桩中间固定, 管端用卷扬机钢丝绳牵引转动把钢管拉弯。灌砂热弯适用于各种规格和各类钢种的钢管。

(3) 中频弯管: 用中频电磁感应将钢管的一小段快速加热, 同时通过弯管机的机械力弯曲成一小角度, 随即强迫冷却并向前推进。依此循环不停地加热、弯曲、冷却和推进, 将钢管弯曲到需要的角度。由于弯制时高温变形段很短, 两侧都是刚度大的冷态钢管, 所以变形处的管径椭圆度和壁厚减薄量都很小。加热钢管的感应圈流过 $500 \sim 1000\text{Hz}$ 数千安培中频电流。冷却感应圈的水从圈内侧一排小孔喷出, 用以冷却碳钢管。但对合金钢管需用空气冷却。弯制碳钢管加热温度为 $850 \sim 1000^\circ\text{C}$ 。合金钢管加热温度不宜超过 900°C , 以防发生晶界裂纹, 弯后要正火加回火处理。不锈钢管加热到 $900 \sim 1050^\circ\text{C}$, 采用快冷使奥氏体化。中频弯管可弯壁厚达 100mm 以上的钢管。

弯头 弯曲半径小, 一般为 1.5 倍管径, 有热压弯头和焊接弯头两类。

(1) 热压弯头: 将无缝钢管加热后用模具加压成型, 或推挤成型, 再将管口加工制成, 使用广泛。壁厚热压弯头的弯曲半径为 $0.8 \sim 1.5D$, 壁厚可达 100mm 以上。

(2) 焊接弯头: 有多节环焊缝如虾状的弯头和纵焊缝弯头两种。前者是把钢管或钢板切割后组合、焊接制成。 90° 弯头一般为 3 到 4 节。多用于大口径薄壁管道。后者为钢板模压成两个半片, 用纵向焊缝焊接而成, 多用于中压管道。

三通 有等径、异径、正交、斜交等多种形状。结构有焊接三通、热挤压三通和锻制三通。

(1) 焊接三通: 用展开图法对主管开孔、支管切割后再组合焊接制成。中低压管道普遍采用。三通的肩部和腹部所受的应力较大, 所以其强度低于同规格直管。在肩腹部用钢板加强的三通可用于中压管道。厚壁管三通可用比直管壁加厚的管子制作, 或用锻制的厚壁管制作。

(2) 热挤压三通: 钢管下料后在中部钻孔, 拉杆穿过孔洞, 拉模放置管内。加热后从两端挤压使管壁增厚, 再将模具拔出, 同时孔周管壁也被拔出成颈状支管, 所以又称热拔三通。这种三通肩部是圆滑过渡, 改善了应力状况。此种三通用于中小机组的高压管道。不加挤压的热拔三通用于耐酸衬橡胶管。

(3) 锻制三通: 将钢锭锻成设计外形, 用机械镗孔加工制成的三通。其强度高, 用于高压管道。

阀门检查 除工厂保证无需检查的阀门, 使用前

应作组装性能检查, 检查是否开闭灵活、动作正确。用 1.25 倍铭牌压力做水压试验, 以检查阀芯、阀盖及填料函的密封性。阀芯泄漏时需进行研磨, 直至水压试验合格。对高压阀门的合金钢部件, 除密封面外逐件作光谱复查以验证其钢号。

安装 主要工作是管子下料、坡口、组合、就位、对口、焊接或连接及支吊架安装。安装方法可分为施工现场下料安装和工厂化组合件安装两种。

现场下料安装 钢管下料宜用机械切割, 也可用氧乙炔火焰切割。不锈钢和高合金钢管用等离子切割。管端用坡口机切割坡口。先进行组合工作, 把钢管与法兰、弯头等件对口焊接。坡口形状和对口标准按照焊接规定。管道就位后在支吊架安装好以后进行。由于现场实际情况与图纸不尽一致以及三通、弯头的角度误差等原因, 按图纸下料的管子对口时会有间隙不符和错口。此时不允许强力对口连接, 以免使管道和设备接口应力过大和导致法兰泄漏。安装工作通常是逐段进行的, 在部分管道就位后要在现场测量尺寸, 进行下料, 以保证对口。合金钢管焊口在热处理前因脆性大, 不允许受力过大。水平管道定位应注意管道倾斜方向和倾斜度与设计符合, 以保证疏水、放水和放空气。

工厂组合件安装 大型机组管道安装的工程量很大, 扩大组合件安装是缩短工期, 提高质量的有效途径。如 600MW 超临界压力机组的主蒸汽管规格为 $\phi 749 \times 148\text{mm}$, 它的坡口切割量和焊口焊接工作量很大。工厂有良好条件, 可高效率机械加工, 制作组合件, 其焊口可完成全部焊口的一半以上。一般是组合件的钢管管端坡口全部加工好, 温度、压力测点和旁路、疏水管接头装好, 经热处理完毕, 焊口探伤检验合格, 再对组合件内壁作喷丸或酸洗除锈、外壁防腐处理和管端封堵保护, 再对照施工图纸对组合件做好编号, 运到现场安装。但用组合件安装, 要求各设备接口的位置与图纸相差很小时才能对口连接, 所以对设备基础中心线和设备安装的标高和垂直度的要求都很严格。安装时, 组合件运进厂房, 全部一次就位, 调整对口后定位焊接。有的管道组合件有一调整段直管在现场下料, 以保证对口。

冷拉 为减小管道系统的二次应力, 设计有冷拉口。冷拉在安装的最后阶段进行。冷拉区段管道焊接及热处理完成后, 固定支架安装牢固、管道定位好, 但不使吊架弹簧受力。两端管口对正, 间距符合设计要求, 经检查合格后冷拉口拉紧, 进行焊接。焊口经检验合格热处理后, 方可拆除拉具。

支吊架进入工作状态 管道安装并保温结束后拆除临时吊点, 管道荷重由各支吊架分别承担, 按设计规定进行弹簧受力调整。试运行热膨胀后, 支吊架荷载会

有所变化,应再次进行调整,使弹簧受力的冷态值和热态值符合规定。

系统严密性试验 一般采用水压试验。灌水时注意将管内空气排净,否则加压时压力不能稳定。加压应至工作压力 1.25 倍,维持 5 min,降至工作压力后检查无渗水为合格。

冲洗 为清除管内污垢和杂物,试运行前应进行冲洗。冲洗前将流量孔板、止回阀和节流阀阀芯等拆除。水冲洗时,尽可能用最大流量,以提高流速使冲洗干净。主蒸汽、再热汽等管道吹洗在调试时进行(见蒸汽系统吹洗)。

quandao shumei

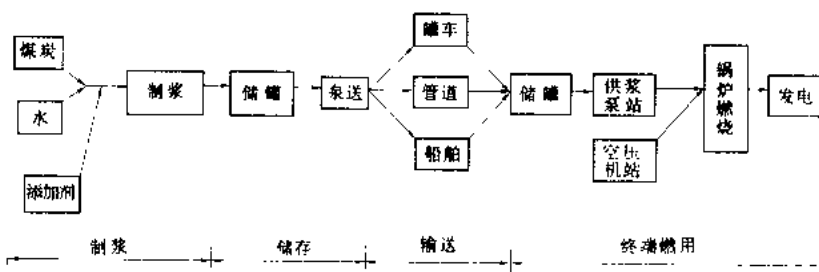
管道输煤 (pipeline transport of coal) 将煤研磨成细小颗粒后与水混合,通过管道作远距离运输的能源输送技术。管道输煤由制浆、输送和终端燃用三部分组成;输送方式可采用管道,也可以用罐车或船舶联合进行;当采用管道长距离输送时,需增加中间升压站升压。早期管道输煤采用煤、水重量比为 50:50 的煤水混合燃料 (coal-water mixture, 简称 CWM), 需在终端脱水至 25% 水分才能燃用。现代管道输煤采用煤粉重量比为 75% 以上,不需脱水即可直接燃用,但需加入适量添加剂以保持流动性和稳定性,称为煤水浆 (coal-water slurry, 简称 CWS)。

美国于 1957 年在俄亥俄州建成第一条 173 km 长的输煤管道,管径 254 mm,年运量 110 万 t,供 670MW 的东湖 (East Lake) 电厂燃用。70 年代又建设了从亚利桑那州黑麦萨 (Black Mesa) 矿区到内华达州的莫哈维 (Mohave) 电厂输煤管道,长 440 km,管径 457 mm,输煤能力 660 t/h,供 2 台 750 MW 机组的锅炉燃用。据 1979 年统计,管道输煤运费占发电成本的 9.5%,锅炉效率降低 3%~4%,但与铁路运输煤比较仍有竞争能力。

煤水浆技术是在 1973 年油价暴涨后,为了减少烧油量或用煤来替代油,随着采用煤油混合燃料 (coal-oil mixture, COM) 技术而同时发展的。管道输煤用的 CWS 要求煤粉重量浓度大于 75%,以便做到不经脱水直接在锅炉中燃烧。为了便于运输和储存,需掺加添加剂,使 CWS 的黏度小于 $10000 \text{ N} \cdot \text{s} / \text{mm}^2$,并可较长时间储存而不沉淀。美国、加拿大、瑞典、日本、德国、前苏联、意大利等国都进行了广泛的研究,并取得进展。

前苏联于 1989 年建成别洛沃 (Belovo) 煤矿区到新西伯利亚的第五热电厂的煤水浆输送管道,长度 260 km,管径 532 mm,年输煤 500 万 t,设有 2 个中间升压站,增塑性添加剂用量约为干煤的 1%。煤粉容积浓度为 61%~65%,相当重量浓度为 69%~72%,不需脱水,用压缩空气雾化喷燃。日本从 1980 年开始研究煤水浆技术,1985 年进行了煤水浆的制作、储存、管道输送、船舶输送、燃烧等综合试验。瑞典斯德哥尔摩市的韦尔坦 (Vartan) 热电厂采用煤水浆作为增压流化床锅炉的燃料,产生燃气供给燃气-蒸汽联合循环系统,发电 135 MW、供热 225 MW,已于 1991 年投入试运行。煤水浆中还掺了石灰石粉,煤粉和石灰石粉重量浓度达 75%~80%,有效地减少了排入大气的污染物。

中国于 80 年代初开始进行 COM 和 CWS 应用于燃油锅炉改为燃煤的研究。1985 年进行了山西煤用 CWS 管道输煤南送和东送的可行性研究。1990 年与日本合作在山东石臼所建设制浆厂,年产量 100 万 t,管道输送,用船舶外运。陕西煤管道输送的前期试点工作亦正在研究设计阶段。附图为煤水浆技术系统简图。



煤水浆技术系统简图

quandao zhidiao jia

管道支吊架 (pipe supports and hangers)

支承管道荷载或限制、引导管道位移方向和减小管道振动的装置。常用管道支撑部件及中间连接件固定在厂房的梁柱或厂房外的构筑物上。支吊架零、部件的设计需标准化和规范化,便于安装和维修。支吊架的布置和选型,对管道及所连接的设备的长期安全运行有重要的意义。

按照支吊架的功能,火电厂常用的有固定支架、导向支架、滑动支架、刚性吊架、弹簧支吊架、恒力支吊架、限位支吊架和减振支吊架等。

固定支架 用于固定管道并承受管道重力荷载和热胀冷缩作用力的支点。在该支点上,管道既无任何方向的线位移,也无任何方向的角位移。

导向支架 用于承受管道荷载,同时限制管道径



向位移,只允许管道轴向位移的支点,导向支架可安装在水平或垂直的管道上,安装在垂直管道上的导向支架,不承受管道重力荷载。

滑动支架 用于限制管道垂直方向位移并承受管道垂直向下荷载的支点。当需要减少滑动支架水平位移的摩擦力时,可在动静两个接触面上加装滚动装置或低摩擦系数的滑动材料。

刚性吊架 用于限制管道垂直方向位移并承受管道垂直荷载的吊点。

弹簧支吊架 即变力支吊架,用于既承受管道荷载,又不限制管道位移的支吊点。在管道产生垂直方向位移的过程中,支吊架对管道的作用力随弹簧压缩值变化。

恒力支吊架 用于垂直方向位移较大的管道或需要限制转移荷重的支吊点。在管道产生垂直方向位移的过程中,支吊架对管道的作用力保持恒定不变或将变化限定在较小的范围内。

限位支吊架 管道需要限制线位移或角位移时,按所需的功能以及与支承构筑物的关系设置。

减振支吊架 即振动抑制器。用于抑制和吸收管道承受动荷载所产生的振动和动荷载作用力,但不限制管道热胀冷缩的位移,也不承受管道正常的重量荷载。按结构原理,有机械和液力两种型式。

gǎndao zhidiao ji tiaozheng

管道支吊架调整 (adjustment of supports and hangers in piping system)

为保证火力发电厂高温蒸汽管道系统安全运行而采取的改善系统应力状态的技术措施。支吊架是支架和吊架的总称,支吊架要承受整个管道的重量,还要平衡管系在运行状态下的各种作用力。支吊架的状态与设计正确状态的任何偏离都会使高温蒸汽管道的一些敏感部位,如弯管、焊缝和变截面处应力升高,导致这些部位提前损坏。在检修时对支吊架进行调整使之处于正常状态从而降低敏感部位的应力水平,可保证高温蒸汽管道安全运行。

支吊架失常原因 主要有运行、设计、制造安装等三方面。

(1)高温蒸汽管道在正常运行时,会随时间发生支吊架弹簧的松弛、管道二次应力的松弛、管道位置的变化和支吊架损坏卡死等。支吊架弹簧的松弛使其负载能力降低,使不能被平衡的管道重量转移到管道系统敏感部位和薄弱环节上,成为附加应力。

(2)设计方面的原因是,设计计算方法不完善,假设条件偏离运行实际,早期设计中多分支高温管道的应力未进行精确计算等。

(3)弯管工艺、管件制造技术和焊接技术以及支吊

架制造安装技术不够完善造成安装好的管道管线位置与设计位置偏离较大,开始运行时支吊架就处于不正常状态。即使是设计、制造、安装技术已进一步完善的管道系统,也往往存在一定程度的安装好的管线位置(冷态)和运行管线位置(热态)与设计位置的偏离现象。

支吊架调整方法 投入运行后在工作状态下检查和调整一次,使高温蒸汽管道在投入工作状态时与设计时的热态线一致;停运后在冷态再检查一次。要求管道从冷态到热态时吊架吊杆的角位移最大不应超过 4° ,支吊架负荷正常,正常运行后每隔一定时间调整一次,方法是分别在高温蒸汽管道停运时(冷态)和运行时(热态)测量其管线位置,按测量所得的管线进行计算,并按计算中发现的应力过大处进行支吊架调整。

在进行管线测量时检查管道有无下沉、弯曲变形等不正常情况,支吊架弹簧有无压死、不起作用、歪斜及支吊架卡死等异常情况,以及管道各点的热位移情况。遇有异常应及时纠正。

运行中的监视 运行过程中应重点监视运行中支吊架的运行位置、弹簧压缩高度以及管道位移指示器指示的热位移值。如发现有异常情况,则应在下次检修中进行调整。

参考书目

能源部西安热工研究所主编,热工技术手册 电力金属分册,北京:水利电力出版社,1990

guǎn nèi fèiteng huǎnrè

管内沸腾换热 (boiling heat transfer in tubes)

沸腾介质(液体)在外力(压力差)作用下沿管道受迫运动,同时受热沸腾,属于流动沸腾换热。如果管内介质不流动,除非管内径尺寸很小,与产生的汽泡尺寸很接近这一特殊情况,一般可按池内沸腾换热处理。

机理与沸腾曲线 流动中的介质受外界加热而沸腾,此时流动内同时存在非均匀的速度场和温度场,两者相互结合又互相影响,但在研究管内沸腾的流动特性或传热特性时又常把二者分开,未充分考虑其相互影响。近年来解析计算研究趋向于把二者综合考虑,即所谓解析模型数值算法。但目前工程上应用的以试验为基础的管内沸腾资料仍是按流动与传热分开方式处理的。

描述管内沸腾换热的机理可借助于沸腾特性曲线。曲线的形式与池内沸腾换热时的相似,只是因为管内沸腾与池内沸腾相比,换热能力较强,所以在同一坐标中曲线位置偏上,其他性质与池内沸腾类似。临界热负荷要高过池内沸腾的1~5倍。

管内沸腾分为过冷沸腾、饱和沸腾、强制对流蒸发、过渡沸腾、雾状流蒸发和膜沸腾。因为管内介质在流动中同时汽化,出现汽液两相流动。沿着流动方向液体份额逐渐减少,在一定条件下,残余液体最后会以液膜形式附壁流动,流道中心区为含少量液滴的蒸汽。此时液膜极薄,导热能力很强,壁温下降,不足以维持汽泡核化的过热度 (ΔT_s),于是汽泡沸腾被抑制,代之以液膜表面强烈的蒸发换热,此工况称为强制对流蒸发。过此热负荷再增大即进入临界状态。并非所有管内沸腾都会出现强制对流蒸发阶段,有时在未达到此阶段即由汽泡沸腾转入临界状态。由对流蒸发转入的临界状态称为干涸,由汽泡沸腾转入的临界状态称为偏离汽泡沸腾 (DNB)。从壁面金属材料超温破坏来看 DNB 更为严重。出现干涸时,由于蒸汽膜流速较高,受热壁面不一定会超温,但也有超温的可能。大型电站锅炉容易出现干涸现象,核反应堆容易出现 DNB 现象,高强度换热器则二者均有可能出现,或者进入过渡沸腾状态。

计算公式 管内沸腾换热和池内沸腾换热相比较多了一部分对流换热能力。目前工程上计算管内沸腾换热多采用 J. C. Chen (1966) 提出的叠加方法。即管内沸腾换热等于处于单相的液体对流换热和汽泡沸腾换热之和

$$q = \alpha (T_w - T_s) \\ = \alpha_p (T_w - T_{l1}) + \alpha_b (T_w - T_{l1})$$

式中 α_l 、 α_p 、 α_b 分别为管内沸腾、单相液体对流和管内汽泡沸腾换热系数, T_{l1} 为主流液体平均温度。在未达到沸腾时, $\alpha_b = 0$, 随壁温升高沸腾加强, α_b 增大, α_p 减小, 达到充分发展饱和沸腾时, α_p 消失。 α_p 按液相纵向对流换热计算 (α_l), α_b 按池内沸腾换热计算 (α_p)。考虑到汽泡扰动对液相传热的促进影响和管内沸腾与池内沸腾时沸腾边界层中温度场的不同, 两者分别以修正系数 F 和 S ($F > 1$, $S < 1$) 进行修正, 即 $\alpha_p = F\alpha_l$, $\alpha_b = S\alpha_p$ 。

管内沸腾的临界热负荷计算公式很多, 目前常沿用鲍林 (Bowring, 1972) 推荐的公式

$$q_{cr} = \frac{A + 0.25D_e G \Delta h_i}{C + L}$$

其中 D_e 、 L 、 G 、 Δh_i 分别为管当量内径、管长、质量流速和介质入口过冷焓差 ($h_s - h_l$)。 A 和 C 与介质压力和上述四个参数有关。

参考书目

Collier S G. Convective Boiling and Condensation. 2nd Ed. McGraw-Hill Inc., 1981

管式空气预热器

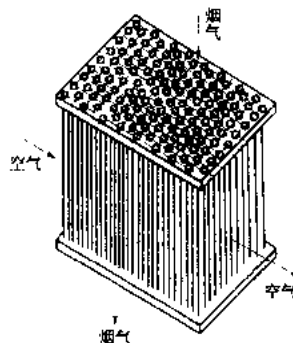
管式空气预热器 (tubular air preheater)

• 188 •

烟气、空气各在管内外流动,通过管壁进行热交换,属于传热式换热装置。

类型和结构 有立式和卧式两种。立式的管箱垂直布置,烟气在管内作纵向流动,空气在管外横向冲刷,多用于燃煤锅炉。卧式布置时,烟气在管外横向冲刷,空气在管内纵向流动,多用于燃油锅炉。卧式的冷段管壁温度比立式稍高,有利于减轻低温烟气腐蚀,当腐蚀损坏后仅需更换最后几排管子而不需换整个管箱。管式预热器主要由管箱和连通罩组成。管箱如图所示,它由许多根平行错列布置的管子在两端与管板连接而成。中国常用 $\phi 40 \times 1.5$ 有缝钢管。为防止低温腐蚀和堵灰,燃用含硫量较高的燃料时,冷段管箱的管子可用耐硫酸腐蚀的低合金钢管、玻璃管或涂搪瓷钢管。管间节距要综合考虑换热、阻力、振动等因素。立式管箱常设置中间管板,以使空气作多次交叉流动。为保护管子不被飞灰磨损,在进口处可加装防磨套管。

布置 有单级和双级两种布置,单级常用于燃油、燃气锅炉,热风温度在 250°C 以下;燃煤锅炉为达到较高的热风温度并考虑整个锅炉机组的经济性,常采用双级布置,此时预热器与上下级省煤器交错布置。根据



管式空气预热器管箱

需要有单面进风和双面进风。若采用交叉流动、合理布置管板并使烟气和空气冲刷更为均匀等措施,可提高温差和受热面利用系数,使整体尺寸缩小、重量减轻,如 Z 形布置即是。

立式布置的烟气速度多为 $9 \sim 14 \text{ m/s}$, 而空气速度约为烟速

的 $1/2$ 。

运行问题 管式空气预热器运行中最主要的问题有二:一为振动,一为低温腐蚀和堵灰。

为防止振动,可在管箱中加装防振隔板(见空气预热器振动)。

为防止低温腐蚀和堵灰,冷端金属壁温应控制在烟气酸露点温度以上。为此,有时加装前置预热器或采用热风再循环以提高入口风温。

Guangxue jinxiang xianwei fenxi

光学金相显微分析 (optical microscopic structure inspection) 用光学显微镜观察、鉴别和分析金属的显微组织及显微缺陷的方法。显微组织包括相的组成、数量、形态、大小、分布。显微缺陷则包括

各种非金属夹杂物、裂纹(性质、大小、形态、走向及其与显微组织的关系等)、显微孔洞(大小、分布)、珠光体球化程度和石墨化程度、脱碳、过烧、过热……。光学金相显微分析广泛用于火电厂,已成为电厂金属监督中不可缺少的一种重要分析方法。

金相显微分析的操作程序包括取样、制样、观察与拍摄等。

取样 试样由构件典型部位或要观察的部位切取。如要观察蒸汽管组织,可在典型部位切取管子轴向和横向试样,以观察组织和轧制方向不同对组织的影响等。当要观察脱碳层时需保留原构件表面。观察爆管时,通常在爆口和远离爆口处均取样。取样时,要注意不要因取样产生的切削热影响钢的原来组织。

制样 由磨样、抛光、浸蚀和清洗干燥等四道工序组成。

(1) 磨样在砂轮或砂纸盘上进行,把要观察的面磨成平面。磨光的程度要能达到继后抛光的要求。对于镀层与渗层的磨制,需注意磨样时边角处不能产生圆角。

(2) 抛光是把经细磨的平面用抛光方法制成镜面。有机械抛光、化学抛光和电解抛光三种。机械抛光在金相抛光机上进行,根据样品的硬度与要求可选择铬或铝的氧化物或其他抛光粉水剂。化学抛光是把试样磨面放入化学抛光试剂中用化学腐蚀方法抛光成镜面。对不同的材料和组织配有不同的化学抛光剂。电解抛光是把试样磨面作阳极放入电解液中通电抛光。对不同的材料和组织有相应的电解液和相应的工艺参数(电压、电流密度、温度等)。

(3) 浸蚀是利用晶界或相界具有较高的表面能被浸蚀剂优先溶解的原理,显露出金相抛光面上组织的特征。常用的有化学浸蚀和电解浸蚀等。化学浸蚀用化学试剂浸蚀金相抛光面,电解浸蚀是以抛光面为阳极在电解液中通电流进行。化学浸蚀的试剂,因材料成分、组织不同而异。如钢铁材料一般用4%的硝酸酒精溶液,奥氏体耐热钢和奥氏体不锈钢用三氯化铁盐酸水溶液等。电解浸蚀一般可在电解抛光后进行,但也有单独进行的。

(4) 浸蚀后的样品表面要用清水冲净,并用吸水纸和吹风干燥。干燥后的试样磨面就可以进行观察。

复型 又称复膜金相。对有些构件,不允许破坏性取样,就在该部件表面进行磨光、抛光、浸蚀、清洗和干燥等制样工序,然后用复型材料如醋酸纤维素薄片或有机玻璃薄片加相应溶剂在磨面上制取复型,取下复型以供观察。

观察与拍摄 观察时,一般从低倍看起,然后针对某些细节再放大观察。拍摄即把观察到的组织拍成照

片记录下来。拍摄的组织应有代表性并有助于说明要分析的问题。

光学金相显微镜 光学金相显微镜与生物显微镜不同之处是反射光成像。由于可见光连续波长的限制,所以光学金相显微镜一般有效放大倍数在1500倍以下。以常温组织分析内容为主的金相显微镜,有立式、卧式、便携式三种。观察研究高温态组织转变以及冷却过程中组织转变的分别有高温金相显微镜与低温金相显微镜。观察断口形象的有立体显微镜。观察组织同时要测量某相显微硬度的有显微硬度计。金相显微镜与图像分析仪连通,可以自动进行金相定量分析。上述显微镜,一般都带有偏振、滤色、拍摄等附件。

结果分析 对观察结果,应用金属学理论和火电厂金属监督有关理论结合被分析构件的制造工艺和运行条件进行分析。如观察了珠光体球化等级,蠕变孔洞大小、数量和分布,结合蠕变测量结果,可以判断蠕变、蠕变损伤程度等并预测寿命。在失效分析中按观察到的裂纹的形态可分析裂纹的成因,并决定裂纹的性质,从而决定失效原因等。

guihua rongliang

规划容量 (planned capacity) 按照电力负荷需要和火力发电厂建厂所具有的条件综合确定的电厂装机容量。在电厂建设中用作编制各项文件和全厂总体规划的根据。

对电热需求、电力负荷和热负荷的发展、水源、燃料、灰场、运输、场地、环境保护等主要技术条件作周密详尽的调查研究 and 科学的分析判断,才能恰当地确定电厂的规划容量。在可行性研究阶段,正确决定规划容量对电厂建设具有重要的意义。

电力负荷的需要,是决定规划容量的首要因素。要根据电网的结构,电源点优化配置的情况,并综合考虑其他技术条件,做出装机容量、台数、机组参数、型式等不同方案。

充沛的水源是决定规划容量的重要因素。采用地表水源的电厂,按照河流的径流量以及湖泊、水库的蓄水量、补充量、水位和可能取水量及保证率来决定规划容量。用海水作冷却水时,则取决于海水潮位和可能的取水量。对采用地下水作冷却水源的电厂,须按照地下水的储量、补充条件和可能开采量确定规划容量。无论采用地表水源还是地下水源,都必须考虑其他工农业用水的需要,综合平衡后决定电厂的可用水量。

邻近燃料基地的火电厂,决定规划容量时,需视燃料的储存量、可能开采量、保证供给量和供给年限,加以综合考虑。大容量的火电厂,应对燃料的运输条件进

行调查,诸如铁路运输的通过能力,水运码头的装卸能力,均需满足规划容量时的运输要求。

电厂必须设有可供长期存储灰渣的场地。灰场容量和存储年限,也是决定电厂规划容量的一项重要因素。为保证电厂在达到规划容量之后,仍能长期使用,灰场最好能有较大的存储能力和使用年限。

在确定规划容量时,应考虑是否有足够的生产和施工用地,在各项技术条件具备的情况下,本着节约用地的原则,最好适当留有裕度,分期征用,以免建设计划产生变化影响电厂的发展。

在工、农业迅速发展的过程中,必须把电厂建到规划容量时所产生的环境污染程度,控制在国家允许的排放指标以内。在规划中,对电厂分期投产时所产生的污染,需与当地其他污染源作统一的规划,并使其不超过环境保护法规的控制指标。

锅炉

锅炉 (boiler) 利用燃料燃烧释放的热能或其他热能加热给水(或其他工质)以生产规定参数和品质的蒸汽、热水(或其他工质,或其他工质蒸汽)的机械设备。用于发电的锅炉称电站锅炉。在电站锅炉中,通常将化石燃料(煤、石油、天然气等)燃烧释放的热能,通过受热面的金属壁面传给其中的工质——水,把水加热成具有一定压力和温度的蒸汽。用所产生的蒸汽驱动汽轮机,把热能转换为机械能;汽轮机再带动发电机,将机械能转变为电能供给用户。电站锅炉又泛称为蒸汽发生器 (steam generator)。在工业生产和日常生活中,提供生产用汽或热水的称之为工业锅炉。

工作原理 通常由锅炉本体、燃料及烟风系统、测量控制系统和其他附属装置构成发电用的锅炉机组 (boiler unit)。锅炉本体主要由锅筒、水冷壁、过热器(以及再热器)、省煤器、空气预热器、燃烧器、排渣装置、阀门附件、锅炉构架与锅炉炉墙等组成。

图1是一台自然循环燃煤锅炉。

煤由输煤装置从贮煤场送到锅炉房煤仓中,再经给煤机送入磨煤机磨制成煤粉,煤粉通过燃烧器送入炉膛(又称燃烧室)燃烧。燃烧产生的高温烟气,在炉膛内主要以辐射换热方式传热给水冷壁,然后,流经过热器、再热器、省煤器和空气预热器,主要以对流换热方式分别加热蒸汽、水和冷空气,再经除尘器由引风机送往烟囱排入大气。

冷空气由送风机送入空气预热器加热到280~400℃,其中一股分出作为煤粉制备系统中干燥并输送煤粉用的一次风(也称一次空气,有冷、热一次风系统

之分),另一股为供燃烧用的二次风(也称二次空气)。

给水由给水系统送入省煤器,通常在其中加热到一定温度后送往锅筒(又称汽包),与锅筒中的水(称作锅水)混合后由炉外下降管进入水冷壁的下联箱(又称集箱),再在炉膛四周的水冷壁管内被加热成汽水混合物,由锅筒的汽水引入管返回锅筒。经过锅内汽水分离,饱和蒸汽进入过热器继续加热成规定参数的过热蒸汽后送往汽轮机;分离下来的水与锅水一起仍由炉外下降管返回水冷壁,如此循环不已。为了保持锅筒中水位,需不断补充给水。

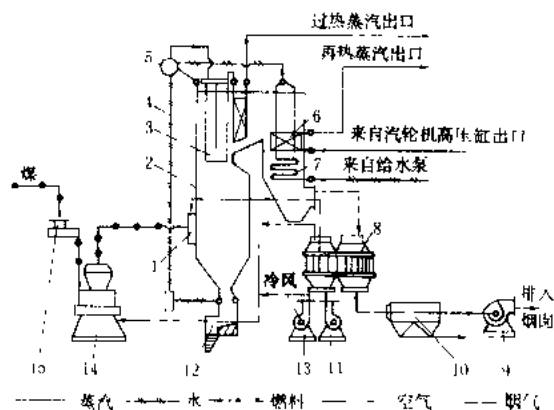


图1 燃煤锅炉机组工作流程

- 1—燃烧器; 2—水冷壁; 3—过热器; 4—下降管;
5—锅筒; 6—再热器; 7—省煤器; 8—空气预热器;
9—引风机; 10—除尘器; 11—送风机; 12—排渣装置; 13—一次风机; 14—磨煤机; 15—给煤机

煤粉燃烧后生成的灰渣,其中5%~10%由炉膛下部排渣装置排出,其余部分成为飞灰被烟气携带,最后经除尘器聚集的飞灰排入除灰装置,少量未被除尘器收集下来的飞灰,经烟囱排入大气。

炉膛是锅炉最重要的组成部分。在炉膛中充满燃料燃烧所形成的火焰与高温烟气,在炉膛壁面上装有由钢管组成的受热面(水冷壁)。炉膛中发生的过程是关系到化学反应、流体动力、燃烧、传热等的复杂过程。人们正在试用数学模拟方法来求解炉内的流动场、温度场、浓度场和炉壁的热流分布。

蒸汽锅炉中的换热过程很复杂,辐射与对流换热同时进行。在炉膛中以辐射换热为主;在对流受热面中,以对流换热为主。

锅炉分类 按用途可分为电站锅炉、工业锅炉以及船舶锅炉等。电站锅炉一般采用高压及以上(锅炉出口蒸汽压力 $\geq 9.8\text{ MPa}$)蒸汽参数,煤粉呈悬浮燃烧。工业锅炉的蒸汽或热水用于工业生产或日常生活,通常采用较低参数(一般锅炉出口蒸汽压力 $\leq 2.45\text{ MPa}$),容量小的大多采用层燃方式。

锅炉还可按循环方式、燃烧方式、排渣方式、运行方式以及燃料、蒸汽参数、炉型、炉内烟气压力等来分类,其中以按循环方式和蒸汽参数的分类最为常见。

锅炉按循环方式可分为自然循环锅炉、控制循环锅炉(又称辅助循环锅炉,包括复合循环锅炉)和直流锅炉,主要根据工质在蒸发系统中流动的主动力来源进行区分(见图2)。

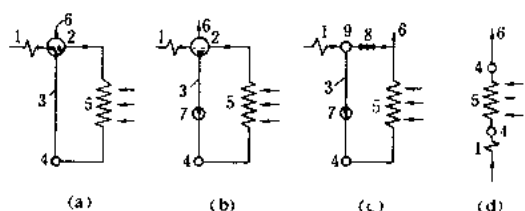


图2 锅炉循环方式

(a) 自然循环锅炉; (b) 控制循环锅炉;

(c) 复合循环锅炉; (d) 直流锅炉

1 省煤器; 2 锅筒; 3 下降管; 4 联箱;

5 水冷壁; 6 蒸汽去过热器; 7 循环泵;

8 阀门; 9 混合器

锅炉按蒸汽参数分为低压锅炉(出口蒸汽压力,下同, ≤ 2.45 MPa)、中压锅炉(2.94~4.90 MPa)、高压锅炉(7.8~10.8 MPa)、超高压锅炉(11.8~14.7 MPa)、亚临界压力锅炉(15.7~19.6 MPa)、超临界压力锅炉(>22.1 MPa)和超超临界压力锅炉(>27 MPa)。

锅炉按燃烧方式可分为层式燃烧(火床燃烧)锅炉、悬浮燃烧(火室燃烧)锅炉、旋风燃烧锅炉和流化床燃烧锅炉,见图3。其中悬浮燃烧锅炉常见的火焰形式有切向、墙式及对冲、U形、W形等数种。

按使用燃料,锅炉可分为燃煤锅炉、燃油锅炉、燃气锅炉及燃用其他燃料(如油页岩、垃圾、沼气等)的锅炉。

按排渣方式,锅炉可分为固态排渣锅炉和液态排渣锅炉两种。固态排渣是指炉膛下部排出的灰渣呈灼热的固态,落入排渣装置排出。液态排渣指炉膛内的灰渣以熔融状态从炉膛底部排出。50年代、60年代为强化燃烧和解决燃用低挥发分低灰熔点燃煤的困难,液态排渣炉发展较快。但因燃烧温度高、排出氮氧化物较多,对煤种变化较敏感,运行可靠性易受影响等,70年代以来其使用受到一定限制。

按炉内烟气压力分有负压锅炉(又称平衡通风锅炉)、微正压锅炉(2~4 kPa)和增压锅炉。微正压锅炉炉壳密封要求高,多用于燃油、燃气锅炉。增压锅炉炉内烟气压力高达1~1.5 MPa,多用于燃气-蒸汽联

合循环

按锅炉型式分,有II型锅炉、箱型锅炉(II型锅炉炉膛与尾部受热面间不设间隔的亦称箱型锅炉)、塔型锅炉和D型锅炉等等(见图4)。II型是电站锅炉最常见的一种炉型,几乎适用于各种容量和不同燃料。箱型锅炉和D型锅炉主要燃用重油和天然气。塔型锅炉更适于燃用多灰分烟煤和褐煤。

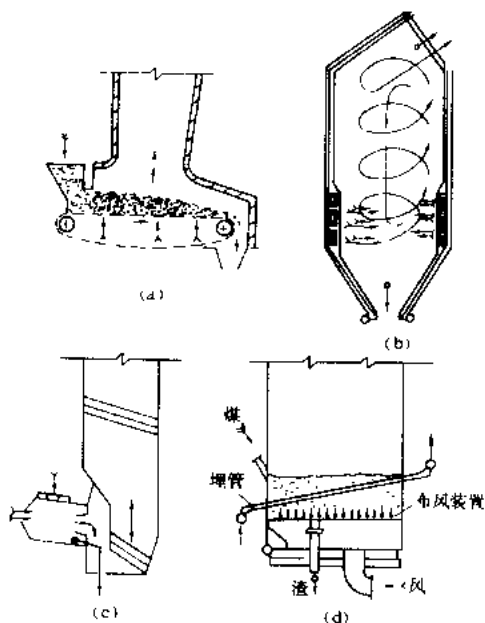


图3 锅炉燃烧方式

(a) 层式燃烧锅炉; (b) 悬浮燃烧锅炉;

(c) 旋风燃烧锅炉; (d) 流化床燃烧锅炉

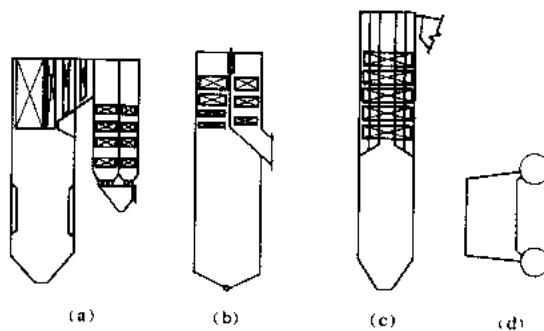


图4 锅炉布置型式

(a) II型; (b) 箱型; (c) 塔型; (d) D型

锅炉容量和参数 世界各国、各制造厂家对锅炉容量和参数均有不同规定。中国电站锅炉的容量、参数系列见表1。

锅炉额定蒸发量是指在额定蒸汽参数、额定给水温度、使用设计燃料并保证锅炉设计效率时所规定的蒸发量。对大容量电站锅炉尚有“最大连续蒸发量”

(BMCR)的指标要求,它是指锅炉在额定蒸汽参数、额定给水温度使用设计燃料、安全连续运行时能达到的最大蒸发量。

表 1 中国电站锅炉容量和参数系列

额定 蒸发 量 (t/h)	额定蒸汽压力 [MPa(kgf/cm ²)]				配凝 汽式 机组 功率 (MW)
	3.82(39)	9.8(100)	13.7(140)	16.7(170)	
	额定蒸汽温度 (°C)				
	450	540	540/510*		
35	△				6
65	△				12
130	△				25
220		△			50
410		△			100
420				△***	125
670				△	200
1000**					△ 300
2030**					△ 600

* 分子为过热蒸汽,分母为再热蒸汽;

** 300MW、600 MW 机组用锅炉的最大连续蒸发量应根据汽机要求来匹配;

*** 前期产品为 555/555°C,相应蒸发量为 400 t/h。

发展和演变 18 世纪中叶制造出火管式锅炉,主要用于机械、纺织、火车头和采暖等。早期也曾将这种低压锅炉用于发电,后被淘汰。19 世纪中叶出现了水管式锅炉,它与火管式锅炉代表着锅炉两大类型。初期的水管式锅炉为直管式。20 世纪初,弯水管锅炉取代了它,这是锅炉技术上的重大进展。开始是多锅筒式,1920 年出现了单锅筒、辐射式锅炉,从而奠定了现代锅炉技术发展的基础。图 5 示出了水管式锅炉的发展。

锅炉配用汽轮机、发电机始于 1903 年。配用的锅

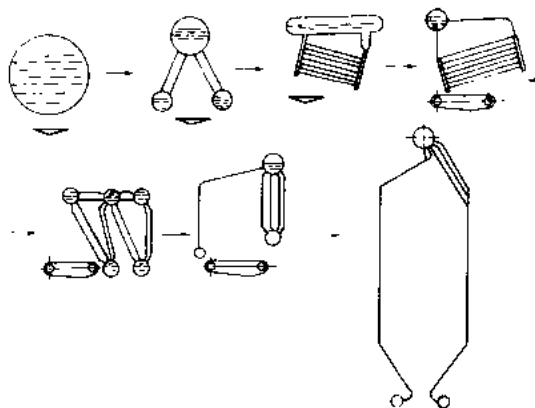


图 5 水管式锅炉的发展

炉容量仅为 508 HP (折合 380 kW),蒸汽压力为 1.17 MPa,微过热。

1920 年,美国一家电厂首次燃烧煤粉成功,锅炉燃烧技术取得重大突破。在此之前,一直采用层式燃烧,锅炉容量难以增大。

到了 20 世纪 30 年代,工业发达国家已广泛采用中等参数 (≤ 3.92 MPa, 385~452°C) 和容量不超过 30 MW 的辐射式自然循环锅炉,40 年代发展了 100 MW 级高温高压 (≤ 12.4 MPa, ≥ 510 °C) 蒸汽锅炉,50 年代内一批超高参数 (≤ 14.7 MPa, 540~570°C) 和亚临界参数 (> 14.7 MPa, 540~570°C) 容量主要为 100~200 MW 级的各种电站锅炉陆续投入。1957 年世界上第一台超临界参数 125 MW 机组于美国费洛 (Philo) 电厂投运,蒸汽参数为 31 MPa、621/566 538°C,锅炉容量 305 t/h。60 年代以来,相继发展了 300~1300 MW 机组,采用亚临界压力 16.6~18.3 MPa 和超临界压力 24.1~25 MPa,汽温常为 538~566°C。1959 年美国埃迪斯通电厂投运了世界上第一台超超临界参数 (31 MPa) 机组,此后直到 1989 年和 1990 年日本川越电厂两台 700 MW 机组建成,蒸汽参数为 31 MPa (316 kgf/cm²)、566/566/566°C。

从锅炉循环方式看,最初采用的水管式锅炉均为自然循环锅炉,20 世纪 30 年代开始应用直流锅炉,40 年代开始应用控制循环锅炉,60 年代又出现了复合循环锅炉。

1927 年第一台工业用本生型直流锅炉投运,几乎同时还出现了另外两种著名的直流锅炉型式,即瑞士苏尔寿直流锅炉和苏联拉姆辛直流锅炉。本生锅炉的特征是蒸发受热面为上升—下降垂直管屏,而苏尔寿锅炉的蒸发受热面为回带管屏且带有汽水分离器,拉姆辛锅炉则为螺旋围绕布管型式。

中国在 1949 年前没有锅炉制造业,仅在 1939 年在昆明中央机器厂试制成一台配 2000 kW 汽轮发电机组的锅炉。1949 年后,相继在上海、东北、西南等地建成三大火电设备制造基地,并拥有武汉、北京等多家锅炉制造厂。1955 年自行制造了第一台配 6 MW 火电机组的 40 t/h 链条炉排中压锅炉,并于 1956 年制成了同功率的 35 t/h 中压煤粉锅炉。1958 年制成配 12 MW 机组用 75 t/h 和配 25 MW 机组用 120 (130) t/h 中压煤粉锅炉,同年还制成配 50 MW 机组用 230 t/h 高压双锅筒煤粉锅炉。1960 年第一台配 100 MW 机组用 410 t/h 高压煤粉锅炉试制成功。1969 年第一台配 125 MW 机组用 400 t/h 超高压中间再热自然循环燃油锅炉制成投产。1972 年配 200 MW 机组 670 t/h 超高压自然循环燃煤锅炉投运。1972 年至 1975 年间,先后有数台配 300 MW 机组 1000 t/h 亚临界压力直流

锅炉投运。1985年配300 MW机组1000 t/h亚临界压力自然循环燃煤锅炉顺利投运。1986年9月中国引进技术制成了第一台配600 MW机组用最大连续出力为2008 t/h的亚临界压力控制循环燃煤锅炉筒锅炉,使中国电站锅炉技术跨入了一个崭新阶段。

锅炉总体布置的影响因素 锅炉的受热面布置和吸热分配因蒸汽参数、燃料特性、调温方式和燃烧方式的不同而有所差异,其中以蒸汽参数和燃料特性的影响最大。

蒸汽参数影响 在不同蒸汽参数下,用于加热、蒸发和过热的热量分配份额明显不同(见表2),锅炉布置亦相应发生变化。

表2 锅炉工质吸热量分配比例

蒸汽参数及给水温度			总热增 (kJ/kg)	吸热量比例(%)		
汽压 (MPa)	汽温 (°C)	给水 温度 (°C)		加热	蒸发	过热
3.82	450	150	2690	17.9	62.4	19.7
9.8	540	215	2550	20.4	49.3	30.1
13.7	540/540	240	2820/430	21.3	33.8	29.8/15.1
16.7	540/540	270	2650/434	23.5	23.7	36.4/16.4

注:表中数字分子为过热蒸汽,分母为再热蒸汽。

低温低压小型锅炉,吸热量主要用于水的加热和蒸发,因此常在炉膛水冷壁之后还要布置较多的蒸发对流管束。

中温中压锅炉的大部分吸热量用于水的加热和蒸发,因此常在炉膛出口烟窗以外布置对流式过热器。

高温高压锅炉的过热器吸热份额增大,为了降低炉膛出口烟温和改善过热器吸热条件,通常在炉膛出口处增设半辐射屏式过热器。

超高压及亚临界压力以上锅炉,水的汽化潜热减少,而蒸汽过热和中间再热的吸热份额剧增。为了保持适当的炉膛容积和降低炉膛出口烟温,需要在炉膛上部布置更多的辐射式过热器与再热器,甚至人为地用这些受热面遮盖去炉膛上部一部分水冷壁。

超临界压力以上,水的汽化潜热为零,不再存在汽水混合物两相共存状态,只有水或蒸汽的单相工质,但出现最大比热区,其物性参数变化剧烈,锅炉受热面的布置上又有新的要求。

燃料特性影响 燃煤中的挥发分、水分、灰分、含硫量和灰渣特性对锅炉总体结构的影响也很大,锅炉结构和受热面布置要适应燃料的特点。

电站锅炉用煤通常有无烟煤、贫煤、烟煤、褐煤等。对低挥发分的无烟煤或贫煤,由于燃料燃烧的反应能

力低,着火、稳燃和燃尽都较困难,要求提高预热空气温度(对无烟煤高达400°C),选用较大的炉膛容积和采取着火稳燃措施,甚至采用液态排渣方式。对于燃用挥发分低的无烟煤,较多采用W形和U形火焰的炉膛。燃料中的水分大,降低了炉内燃烧温度,减少了炉膛吸热,要求较大的炉膛受热面;而烟气容积亦随之增大,使锅炉排烟损失增大。燃料中的灰分高,锅炉受热面的沾污和磨损严重,同时也影响着火的稳定性。燃料含硫量的影响依不同燃料而异,燃煤锅炉由于飞灰的吸附作用,因而腐蚀危害轻于燃油锅炉。硫分主要导致烟气露点降低,造成尾部受热面低温腐蚀,还要污染环境,故对不同硫分应选取不同的锅炉排烟温度和制定低温受热面的防腐和脱硫措施。

燃料的灰渣特性是指灰渣的熔融性、磨损性和结渣、积灰特性。灰渣的熔融性常以灰渣的变形温度、软化温度和熔化温度来衡量。通常要求进入密集的对流受热面之前的烟温,必须低于灰的软化温度。灰熔点低也常是炉内结渣的主要原因,故在设计时常选取较低的炉膛截面热负荷和炉膛出口烟温。灰中SiO₂含量大则磨损性强,要求对流受热面管子呈顺列布置,并降低烟速和加装防磨装置等。

由于燃料物态、燃烧反应能力和火焰辐射能力上的巨大差异,重油、天然气锅炉的炉膛及锅炉外形尺寸,均小于燃煤锅炉。油气锅炉允许选用较高的炉膛热负荷参数(见炉膛热力特性)和受热面烟气流速,较低的热风温度和较小的过量空气系数。因燃油中含有钒、钠、硫等化合物,有可能出现高温钒腐蚀和低温硫腐蚀(见高温烟气腐蚀、低温烟气腐蚀),通常应控制过热器管壁温度在600°C以下,空气预热器管壁温度在酸露点以上。

主要性能指标 可归结为经济性指标和可靠性指标两大类。主要有以下各项:①锅炉额定蒸发量及最大连续蒸发量(BMCR);②锅炉热效率;③主蒸汽和再热蒸汽参数(温度和压力);④锅炉再热器和省煤器的压力降;⑤空气预热器的漏风率;⑥锅炉不投油最低稳燃负荷;⑦可用率及强迫停运率等可靠性指标。

锅炉技术派系 半个世纪以来,在美国、日本和一些欧洲国家已形成了各具特色的三个技术派系,即承袭美国拔柏葛·威尔柯克斯(Babcock and Wilcox, B&W)公司特色、承袭原美国燃烧工程(Combustion Engineering, CE)公司特色和承袭美国福斯特·惠勒(Foster Wheeler, FW)公司特色的三大派系。这三大派系锅炉技术的主要特点如下:

B&W派系 ①汽压直到17.6 MPa的亚临界压力,都采用自然循环锅炉。锅筒内采用立式旋风分离

器。②采用前墙、后墙或对冲布置的旋流式燃烧器。③过热汽温和再热汽温多采用烟道挡板或烟气再循环调温,再循环烟气可以自炉膛下部送入也可从炉膛上部送入。④对于超临界压力采用欧洲本生式直流锅炉和通用压力(UP)锅炉。

CE 派系 ①蒸汽压力在 13.7MPa 表压以下采用自然循环,亚临界压力采用控制循环锅筒锅炉,锅筒内部采用轴流式汽水分离器。②采用角置切向燃烧摆动直流式燃烧器。③过热汽温采用喷水调节,再热汽温采用摆动式燃烧器加微量喷水调节。④超临界压力采用苏尔寿式直流锅炉和复合循环锅炉。

FW 派系 ①亚临界压力下采用自然循环,锅筒内部常用水平式分离器。②采用前、后墙或对冲布置旋流式燃烧器。③广泛采用辐射过热器,甚至炉膛内设置全高的墙式过热器或双面曝光的过热器隔墙,用烟气挡板调温。④超临界压力采用 FW—本生式直流锅炉。

德国走着一条自己的锅炉技术发展道路。对于 100 MW 以上机组均采用本生式直流锅炉,且均考虑变压运行。

前苏联也有着自己的锅炉技术发展传统。他们不发展亚临界参数,超高压及以下均为自然循环锅炉,从 300 MW 起均为超临界压力直流锅炉。70 年代以后已相继制造了配 500、800、1200 MW 机组的直流锅炉。

发展趋势 技术、经济和社会的快速发展对电力工业提出了更高的要求,这些也都为锅炉的进一步发展明确了方向。

发展高参数大容量锅炉 提高火电机组的蒸汽参数和单机功率是提高机组热效率的主要途径。近 20 年来,工业发达国家的火电主力机组单机容量一直稳定在 500~800 MW 级上,最大容量 1300 MW 也未再继续上攀。随着适用于新汽温度 600℃ 左右的耐热合金钢材逐渐得到妥善解决,世界上将会出现更多的百万千瓦级的超超临界压力的锅炉出现。

提高锅炉可控性和运行灵活性 大容量锅炉一定要配备完善的自动化装置。但自动化的基础是锅炉本身必须有良好的可控性,这样才能使锅炉起、停和运行实现高度自动化。运行灵活性中最主要的要求是可以调峰运行,即可以带低负荷,而且可以两班制运行。为此,变压运行锅炉得到发展。在机组起停过程中以及改变负荷时,变压运行锅炉的厚壁承压元件承受了附加的热应力。当锅炉起停速度加快、温度梯度增大,厚壁件的热应力就可能超出限定控制值,故选用承压元件的材料和厚度应严格,才能满足低周疲劳寿命、起停速度和变负荷运行的要求。

改进燃煤锅炉,提高对煤种的适应性 煤电仍是今后火力发电的主要方面,要根据动力煤的性质,不断改进设计并扩大锅炉对煤种的适应性。近期发展的循环流化床锅炉适应的煤种广,易掺烧石灰石脱硫,燃烧效率可与煤粉炉媲美,目前正在大型化中,将是锅炉发展的重要动向。

提高锅炉及其辅机的可靠性 发电厂三大主机中锅炉机组的非计划停运率较高,超温爆管是常见事故,由于辅机故障而影响锅炉运行的事故也屡见不鲜,因此发展大型锅炉时应始终注意研究解决这些问题。

发展低污染的燃煤锅炉 为配合洁净煤发电技术的实施,除完善低 NO_x 燃烧系统、炉内喷钙和烟气净化等环境保护技术之外,还要研究开发大型的用于燃煤燃气—蒸汽联合循环的增压流化床锅炉和余热锅炉。

参考书目

东南大学范从振主编,锅炉原理,北京:水利电力出版社,1992

guolu anzhuang

锅炉安装 (boiler erection) 将锅炉本体的零部件在现场安装成整体,使它在额定参数下安全、稳定运行,各项技术指标达到要求,而且热膨胀正常。汽、水、烟、风、油、煤、灰系统没有泄漏。这一工作是发电厂安装工程最大的项目,主要内容是:锅炉构架和受热面的组合、吊装、找正、连接、焊接,燃烧器安装,空气预热器和烟风道的安装,锅炉整体水压试验,炉墙保温施工及漏风试验。

安装方案 锅炉体积庞大、工程量大,其施工方案与施工总平面布置和大型起重机的选用密切相关,故需在电厂施工准备阶段就予以确定。因锅炉容量、结构及燃烧方式不同,施工方法可归纳为现场组合吊装和单件吊装两类,但实际施工方案多种多样。

组合吊装 制造厂供应的单件,先在组合场内进行组合,再把组合件起吊安装。这种方式能减少高空作业,提高工效。制造厂提供扩大组合件(模夹式)时,可直接起吊安装。因组件重量大,需用起重力矩大的高架起重机。组件重量应控制在起重机的起重能力之内。一般在锅炉房扩建端设置组合场,配备门式起重机或门座起重机一至二台。组件可用铁路平板车或低驾驶室平板汽车运到起重机起吊范围之内。

单件吊装 把制造厂供应的钢构架单件和不带联箱的单片排管直接起吊就位安装。这种吊装方式不要组合场地,不使用有轨高架重型起重机。选用的机具和起吊方式有三种:①用履带式起重机起吊钢构架,用炉

顶起重机起吊受热面。但炉顶起重机需待炉顶大梁安装后才能安装,它本身安装还要占用工期。②用液压提升装置和炉顶起重机结合吊装。炉顶起重机安装在地面上的特制安装平台上,位置在炉膛中部。用炉顶起重机或履带式起重机吊装下层钢架,然后把液压提升装置安装在下层钢架梁上,用它提升安装平台和炉顶起重机。在提升到位后把安装平台临时固定,此时炉顶起重机已有数十米高度,再用它吊装上层钢架,然后把液压提升装置安装到上层钢架,用以再次提升安装平台,在提升到炉顶后,即可用炉顶起重机吊装受热面。③用自升式塔式起重机吊装(参见彩图插页第46页101图)。自升式塔式起重机安装在锅炉构架近旁,它起吊高、覆盖面大,安装时间短。用以吊装钢架、受热面及其他部件。

锅炉构架安装 大中型锅炉是悬吊结构,受热面悬挂于构架横梁之下。故构架的安装质量直接影响锅炉整体的安装质量。构架有钢结构和钢筋混凝土结构两类。

钢构架安装 有构件检查、校直、吊装、找正、联结各工序。

(1)吊装前工作:制造厂供应的构架零部件在运到现场时,要认真清点、检查、分类堆放。组合或安装前对弯曲变形的要进行校直。

(2)吊装找正:立柱与横梁可组合成片或单根吊装,吊装时以钢丝绳或硬支撑临时固定,找正后用焊接,或用高强度螺丝连接(见主厂房结构施工)。测量立柱间的距离和对角线尺寸应符合规定,立柱垂直线找正,使用经纬仪从两个方向测量。由于日照面与背阴面钢材膨胀不同,会影响垂直度的变化,因此找正验收常在早、晚或阴天进行。每一层安装完毕,都要按规定尺寸进行找正。吊装完毕后炉顶的中心应与地面的中心重合,其误差应符合制造厂规定。构架应在适当位置留出开口,供受热面进入,开口的位置与大小、涉及到构架负载以后的稳定性,所以应征得制造厂同意。

(3)炉顶大梁起吊:炉顶大梁重量大,位置高,起重能力不够时须采取特殊吊装方法。大梁与立柱联结方法有两种;吊装方法也各异。对搁置在立柱顶上的大梁,可用两台履带起重机抬吊,或用一副扒杆与起重机抬吊。对镶嵌在立柱之间,用联接板与立柱连接的大梁,可用两副调幅扒杆,装在大梁位置的两端,用卷扬机将大梁两头同时提升到位。

钢筋混凝土构架安装 这种构架的自重较大,故需使用起重力矩大的起重机。混凝土柱是分段预制的,在连接时因钢筋焊接变形等原因,柱的直线性偏差较大,所以吊装后构架中心的偏差也较大。因此在吊装完

毕时需在柱顶上划线,找炉顶中心,并与地面中心相比较,得出中心线偏差的方向和数值,用以在安装炉顶钢架时进行适当调整,使受热面安装能以炉顶钢架中心为准。

锅筒吊装 锅筒是发电厂安装工作的重件之一,一般都超过起重机的能力,需用特殊的措施起吊(参见彩图插图第46页102图)。常用的方法是用两台卷扬机牵引挂在大梁上的滑车组起吊。也可用数台液压提升装置并联提升。起吊前先校核锅筒自身的纵横中心线,核对吊环位置及吊环与锅筒接触情况,把锅筒运到安装位置正下方,然后提升,提升到位时进行吊环连接和找正固定。

受热面安装 包括水冷壁、过热器、再热器、省煤器和空气预热器的密集排管和联箱。排管由碳素钢及耐热合金钢小口径无缝钢管组成。大型锅炉安装焊口数万个。安装要注意材质正确、热胀自由,管内清洁、位置正确,焊口不漏,焊缝严密,结构牢固。

组合 按组合吊装方案施工的锅炉,先在组合场上进行组合。组合件的布置应根据吊装顺序进行安排,因组合件是在组合架定位的,所以安装组合架要找正、找平、尺寸正确,并能承受组合件的重量,以保证组合件尺寸正确。

对制造厂按组件或模块供应的受热面在现场一般不需组合便可直接吊装。

(1)组合前对单件进行质量复查:设备表面应没有碰伤、压扁、裂纹、砂眼等缺陷。焊缝外观良好。联箱的内部要进行清理。对多层排管如在组装后再发现问题,因周围空间狭小不易处理,所以管子应先作单根水压试验,合格后再进行组合。

(2)水冷壁和包墙管过热器组合:把单片管排放到组合架上拼接对口,按设计调整水平、位置和对角线尺寸。采用氩弧焊工艺,以减小热应力和收缩量。焊接结束后进行校平并复核外形尺寸,接着进行通球及封口。排管组合后根据需要进行刚性梁和铁件安装,并应注意其滑动面保证膨胀自由。如在地面进行预保温的组件则在保温前应进行水压试验。

(3)蛇形管排组合:包括屏式过热器、对流过热器、再热器和省煤器。有水平排列及垂直排列,形式多种。一般是先把联箱放到组合架找平找正,再以联箱为基准,把管排逐片上架对口焊接。焊接前进行一次通球试验,通一排焊一排。组合后从联箱开始再作二次通球试验,以保证管内清洁。

吊装 在构架安装完成并验收合格后开始吊装。

(1)起吊:无论单片或组合件,大多数在运输时是平卧的,起吊就位则是竖立的。在竖直过程中,组件受到的弯矩最大,会发生变形,所以对组合件要采取加固

措施。单片起吊应选择好吊点,使受弯矩产生的变形在弹性变形范围之内,竖直后能恢复原状。受热面吊装时力求一次就位,如炉顶钢梁已装好,有时也采用空中接钩的办法,越过横梁继续吊装。

(2) 吊装顺序:要安排吊装顺序计划,保证吊装安全,要有利于钢架承载后的稳定性,要求换钩次数最少。大型锅炉膜式水冷壁分上、下段吊装的,应在上部找正固定,并与刚性梁连接完毕后,再吊装下部的,以保证炉膛尺寸正确。

(3) 螺旋管圈水冷壁安装:炉膛下辐射区采用螺旋盘绕上升的管圈,其吊装应在上部膜式水冷壁找正之后进行。管圈一般是每圈分四段供货,安装时把四段对口焊接,并与上部水冷壁焊接,安装难度较大,工艺要求高。安装焊口遍及炉膛各部,对口焊接工作需使用特制的悬吊脚手架进行。

找正固定 直流炉的受热面找正,以大梁的纵横中心线为平面的基准,锅筒炉则以锅筒为基准。锅筒要以大梁中心线为基准先行找正,立面标高以立柱上的标高划线为准。找正工作是先找正炉膛再找正尾部烟井。对悬吊结构锅炉,先保证上部的准确性,然后再找正中部和下部。对每一部件先找正联箱的位置、标高和水平并予以固定,再找正排管部分。在永久支吊架安装完毕后,再割除临时支吊架。因炉顶大梁的挠度将随着荷重的增加而增加,对早期吊上的组件的标高,一般调整到比设计值偏高 5~10 mm,待全部吊完后再作整体二次找正。最后进行炉膛及烟井四周管屏的拼接工作。

燃烧器安装 通常采用的燃烧器有直流式煤粉燃烧器和旋流式煤粉燃烧器两种。直流式燃烧器布置在炉膛的四角,要求从四角喷射的燃料在炉膛中心形成一个旋转燃烧的圆形火焰。安装工作在水冷壁找正固定后进行。先在炉膛中心搭设一个模拟中心切圆的台架。从燃烧器孔口拉钢丝至切圆体切线。以此为基准,先把燃烧器的框板找正固定,再调整燃烧器位置在框板上固定。

旋流式燃烧器固定在大风箱之上,安装在炉膛的前墙和后墙。为避免炉内气流偏斜,相邻燃烧器的气流旋转方向应相反,所以在大风箱上组装燃烧器时,要排好旋转方向不同的燃烧器位置。由于锅炉结构关系,在水冷壁就位后,大风箱组合件无法吊入,所以在吊装水冷壁前应先行吊入。在水冷壁安装结束后,再就位安装。

回转式空气预热器安装 回转式空气预热器有转子回转和风罩回转两种,前者使用较多。转子回转空气预热器的组成部分主要是上、下横梁、转子、外壳和动静部件之间的密封装置等。它的直径有 10m 左右,重

量数百吨。因为起重能力限制,大型锅炉的预热器一般采用单件安装,中小锅炉如使用大型起重机的,可组合起吊安装。安装要求是转动平稳、密封好、漏风小、效率高。

单件安装顺序是:先吊装承受总重量的下横梁,找正后与锅炉构架固定,然后安装轴承、主轴和拼装转子,再安装外壳和传热元件。找正要点是主轴的垂直度,转子和外壳的椭圆度、垂直度和对主轴的同轴度,做到外壳与转子间各部分间隙均匀,以防止漏风。安装外壳时要留出一个开口,以便在转子的扇形仓格内安装传热元件。安装传热元件时盘动转子,从开口位置装完一仓格再装另一仓格。最后安装密封装置。

组合起吊是在地面上组合外壳和转子,起吊就位要和锅炉构架交叉进行。因组合件的刚度较差,起吊前需要进行加固。起吊顺序是在下横梁就位后,先吊外壳再吊转子,再安装传热元件。

烟、风、煤粉管道安装 这类管道是薄壁、大截面的圆形或矩形管道,用薄钢板焊接而成。有伸缩节、风门和挡板等附件。附件和中小截面管道在工厂加工制作。大截面管道因运输不便,通常在现场制作。因管道刚性差,吊装时要选好起吊位置焊好吊耳,有的要进行加固。安装要求焊缝、法兰处无泄漏,风门挡板操作灵活。

流化床锅炉安装 安装工作的主要内容、方法和要求基本与一般的锅炉相同,主要特点是:①布风装置安装质量是稳定燃烧与安全运行的关键之一。为此,对于床面的平整状况、布孔均匀性、风帽或密孔板的垂直度等必须严格按图纸要求施工。另外,为防止风帽或密孔板上小孔在施工过程中被杂物堵塞,应先用胶布将小孔封闭,待板上耐火保护层及炉膛内和炉膛出口烟道等处的耐火防腐浇注料敷设完毕且固化之后,炉膛内部清理工作结束,再行拆除并逐只清理检查畅通。②敷设在炉膛出口烟道、分离器入口及简体和回料装置内壁的耐火防腐浇注料,必须严格遵照制造厂的配方和工艺步骤进行,还必须对其膨胀伸缩缝的处理质量严格检查控制。

余热锅炉安装 是燃气-蒸汽联合循环的配套设备。安装工作的主要内容、方法和要求基本与燃煤、燃油锅炉相同,主要特点是:①锅炉纵横中心线及标高必须与燃气轮机排气口纵横中心线及标高一致,锅炉进口烟道安装需待燃气轮机安装完成后才能进行。②炉墙保温层内外金属板采用全密封焊接,防止烟气渗漏。③对锅炉本体及进出口烟道应进行整体气密性试验,试验压力及允许泄漏量应符合制造厂标准。

锅炉水压试验 为检查锅炉受热面的严密性和强度,在受热面和本体管道安装完毕之后,进行整体水压

试验。试验范围包括从给水进口到锅炉蒸汽出口主汽门或汽轮机进口主汽门的所有汽水管道和阀门。中间再热锅炉还有二次汽系统。直流炉除一、二次汽系统外,还有启动分离系统。三个系统分别作水压试验。试验压力和水温按照制造厂规定。水压试验使用除盐水,为防止设备腐蚀,进水过程中还要加入适量的氨或联胺。因用水量很大,故事先应计算出试压范围的水容量,准备临时储水容器和足够的水。在水压试验时如有泄漏,需要放水后才能处理,这样工作量太大,所以水压试验前先作一次气压预试。由于空气的泄漏能力比水大很多倍,所以气压达到0.3~0.5 MPa即可,待气压预试无泄漏后再作水压试验。

水压试验前开启放空气门,关闭所有疏放水门和本体管路的二次门。向锅炉进水,当放空气门溢水后关闭放空气门。检查无泄漏后启动升压泵升压。升压至试验压力的10%时,进行一次全面检查,如未发现泄漏可升至工作压力检查有无漏水 and 异常现象;然后继续升至试验压力,保持20 min后降至工作压力进行全面检查。检查期间压力应保持不变;检查中若无破裂、变形及漏水现象,则认为水压试验合格。

炉墙保温施工 水压试验合格后进行(见保温施工)。

锅炉安装技术的发展趋势 安装工作基本要求是减少现场工程量,减少高空作业,提高质量及缩短工期。安装方法与制造厂供货状态有密切关系,工厂化程度高则现场安装工作少,工期短、质量高。目前的发展情况是:发展新的起重机具,改进吊装方法和扩大组合件,提高设备工厂化的程度,即制造厂提供装配完好的大型组件。如日本某公司采用积木式施工法,由制造厂提供大的组合件,以钢构架的各层各柱间范围为单元划分组件,每个单元与其内的平台、扶梯、烟风道等设备组合成一体,顺序起吊安装,以加快安装速度。对重700 t的空气预热器也采用组装后整体拖运到位,用多台液压提升装置进行整体吊装。中国近年来使用自升式塔式起重机及液压提升装置作为起重机具,有利于缩短工期。

guolu baoquan

锅炉爆管 (boiler tube explosion) 锅炉各金属受热面的管子运行中损伤失效而爆漏的现象。锅炉受热面主要是水冷壁管、过热器管、再热器管和省煤器管,常合称为四管。由于它们承受高温、高压,一旦爆漏即会迫使锅炉非计划停运,每次修复时间至少在三天以上,直接和间接损失都很大。锅炉爆管是常发事故,约占全厂事故的1/3,因此,防止或减少爆管是火力发电厂反事故斗争主要内容之一。

爆管原因 主要有:①锅炉在制造、安装时选材不当,或错用了钢材,或管材有缺陷,或管内有杂物未清除,或焊接质量不佳等,由此而引起的爆管事故常表现在设备投产初期。另外,在运行维护检修中,也会出现类似问题,应予注意。②结构设计不当,如管子膨胀受阻,相互碰磨或振动,使其承受交变应力,产生机械疲劳损坏。③运行失控使管子壁温超过钢材允许的温度而过热损坏,如炉膛火焰偏斜,炉内结渣,热负荷偏差大,管屏、管子之间热力偏差、水力偏差大,受热不均匀,调温手段不完备,水循环破坏或严重缺水使管子过热;炉膛出口烟温过高或形成烟气走廊,使过热器、再热器长时超温等。④烟气流中的灰粒或吹灰气流直接冲刷受热面而引起磨损,其中以省煤器管被磨损最突出。⑤给水、锅水质量不合标准,使管内壁结垢、腐蚀,并伴生应力腐蚀裂纹、氢损伤、苛性坑蚀和氧化腐蚀等等。⑥燃用含有较高的硫、钠、钒、氯成分的燃料以及管壁金属温度过高,在热负荷集中区域易发生的向火侧的高温腐蚀,以水冷壁管为最突出。⑦炉膛结渣,大渣块跌落将冷灰斗管子砸坏。⑧管材石墨化等等。

防止措施 防止爆管是一项难度较大的综合性工作,首先应从结构设计、制造及安装工艺着手,保证质量。尽可能地避免因结构不当和所选用的炉型、燃烧方式与实用燃料不符而带来的各种问题。所使用的管材应符合设计要求并经判别和检验合格。在高压下工作的焊缝应百分之百无损检测,不合格的应返工处理。在安装过程中应认真执行分部验收、通球试验、水压试验、煮炉清洗及吹管等工作。对于因设计、制造、安装责任而引起的爆管事故也应予以考核,并反馈信息以利改进工作。其次是在运行中应保持良好的炉内空气动力场,使炉内温度及热负荷均匀,火焰不冲刷炉壁,并通过对燃烧器的各种可调手段(挡板、摆角等)维持合理的风速、风量比,使炉膛出口烟温在规定范围内。认真监督汽水的品质,保证在启动及运行中汽、水质量合格。停用锅炉应予防腐。还应加强预防性的检查(包括对管子的外壁检查和制管检查),发现有管内结垢、外壁磨损减薄、腐蚀、胀粗、氧化、石墨化、裂纹和机械性能降低并超过或低于规定要求时,应即时处理或换管。

四管以外的承压管件爆漏事故相对较少,但其中下降管、导汽管乃至联箱、锅筒、主蒸汽管道、给水管因材质老化、应力裂纹、蠕变损伤等而爆漏的危害性更大,应加强监督检查工作。

guolu bujishui chuli

锅炉补给水处理 (boiler make-up water treat-

ment) 锅炉补给水的处理技术。火力发电厂热力系统水汽循环过程中,由于各种水汽损失,必须向锅炉补给水。凝汽式电厂的锅炉补给率较低,向用户供热的热电厂的补给率较高。

锅炉补给水的水源大多为淡水,如江河、湖泊和水库的地表水或井、泉的地下水。进入20世纪80年代以来,由于水资源短缺,海水和市政、工厂的废水成为新挖的两种水源,并日益受到重视。无论采用上述哪种水源,由于都含有各类杂质,在进入热力系统前,必须进行水处理。

锅炉补给水处理方式的选择与锅炉参数、受热面的热强度、原水水质和出水水质要求等因素有关。高参数机组的锅炉补给水,几乎都采用各种组合的化学除盐方式,制备成高纯水;中、低压锅炉的补给水多采用各种离子交换或其它方法处理的软化水。水在进入离子交换设备前,都要进行预处理,去除原水中的悬浮物和有机物等。应用地表水时,一般预处理系统为混凝、澄清、过滤;应用地下水时,可仅采用过滤。锅炉补给水处理系统中的混床,除了能进一步降低除盐水的含盐量外,还对出水水质具有保障作用。根据需要,对含有机物较高的原水,可以设置活性炭过滤器;对含盐量很高的原水,可以设置膜分离装置,如反渗透或电渗析等。

对常用的锅炉补给水处理方式出水的质量要求

如表1所示。

进入离子交换除盐和膜法除盐系统的水,应符合下列标准(DL/T5068—1996)(见表2)。

表1 锅炉补给水质量标准(GB12145—1999)

和 类	硬 度 ($\mu\text{mol/L}$)	二氧化硅 ($\mu\text{g/L}$)
一级化学除盐系统出水	~ 0	≤ 100
一级化学除盐-混床系统出水	~ 0	≤ 20
石灰-二级钠离子交换出水	≤ 5	—
氢-钠离子交换系统出水	≤ 5	—
二级钠离子交换系统出水	≤ 5	—
种 类	电 导 率 25℃($\mu\text{S/cm}$)	碱 度 (mmol/L)
一级化学除盐系统出水	$\leq 10^*$	—
一级化学除盐-混床系统出水	≤ 0.3	—
石灰-二级钠离子交换出水	—	0.8~1.2
氢-钠离子交换系统出水	—	0.3~0.5
二级钠离子交换系统出水	—	—

(*) 碱度 mmol/L 的基本单元为 $\text{M}(\text{H}^+)$ 。

* 直接作为5.9MPa及以上锅炉内补给水时,应为 ≤ 5 。

表2 离子交换除盐和膜法除盐系统的进水水质要求*

设备类型 项 目		离子交换除盐			反 渗 透			电 渗 析	
		顺流	逆流	浮床	中空纤维膜	醋酸纤维膜	复合膜	频繁倒电极	普通
水温(℃)		5~45**			5~35	5~10	5~45	5~40	
pH值		—			—	4~6(运行) 3~7(清洗)	4~11(运行) 2.5~11(清洗)	<8(运行) 4~6(酸洗)	
浊 度	mg/L	<5	<2	<2	—	<1.0	<1.0	—	
	FTU	—	—	—	—	<1.0	<1.0	—	
污泥密度指数SDI [†]		—	—	—	<3	<5	<5	<5	<5
游离余氯(Cl_2)(mg/L)		<0.1			<0.1, 控制为0	0.2~1.0, 控制为0.3	<0.1, 控制为0.0	<0.3, 短时清洗可<2.0	
铁(Fe)(mg/L)		<0.3			<0.05			<0.3	
锰(Mn)(mg/L)		—			—			<0.1	
化学耗氧量(KMnO_4 法) (mg/L , O_2)		<2			—	<3	<3	<3	

† 污泥密度指数SDI与污染指数FI意义等同。

* 工程选用时,反渗透和电渗析的进水水质要求,首先应根据厂商提供的设计导则确定。

** 强碱Ⅰ型树脂、丙烯酸树脂的进水水温应不大于35℃。

guo lu bu ji shu chu li xi tong she ji

锅炉补给水处理系统设计 (design of boiler make-up water treatment system) 对锅炉补给水处理系统选择、设备选型、布置方式、安装和土建设计的总称。

锅炉补给水处理系统设计前应取得全部可利用水源的水质全分析资料。对地表水应了解历年丰水期和枯水期的水质变化规律以及可能被污染的情况；对受海水倒灌或农田排灌影响的水源，还应掌握由此而引起的水质变化；对石灰岩地区的地下水，应了解其水质的稳定性。

原水预处理系统 系统设计应根据原水水质、下一级处理工艺对水质的要求和处理水量，参考类似工厂的运行经验或试验资料，结合当地条件，通过技术经济比较确定。

(1) 预处理方式应按下列原则确定：①地表水预处理宜采用混凝、澄清、过滤。悬浮物含量较小时，可采用接触混凝、过滤；②当地表水悬浮性固体和泥沙含量超过所选用澄清器(池)的进水要求时，应在供水系统中设置降低泥砂含量的预沉淀设施或备用水源；③地下水含沙时，应考虑除沙措施。

(2) 原水含有非活性硅，并经核算，锅炉蒸汽质量不能满足要求时，应采用接触混凝、过滤或混凝、澄清、过滤等方法去除。

(3) 原水有机物含量较高时，可采用氯化、混凝、澄清、过滤处理。上述处理仍不能满足下一级设备进水水质要求时，可同时采用活性炭、吸附树脂或其他方法去除有机物。除盐系统进水的游离余氯含量超过标准时，宜采用活性炭过滤或加亚硫酸钠等处理方法除氯。

(4) 原水碳酸盐硬度或硅酸盐含量较高，以及原水受到污染需综合治理以改善水质时，经技术经济比较，可采用石灰或其他药剂联合处理。

(5) 地下水铁锰含量较高时，应考虑除铁、除锰措施。除铁、除锰系统的选择应根据原水中铁、锰的形态和含量，处理后的水质要求，并参照水质相似的发电厂的运行经验或试验资料，经技术经济比较后确定。地下水除铁，可采用接触氧化法或曝气氧化法；地下水除锰宜采用接触氧化法。

预处理设备选择应根据进水水质、处理水量、处理系统和水质要求等，结合当地条件选用：澄清器(池)不宜少于两台，对于凝汽式发电厂，当有一台澄清器(池)检修时，其余的应保证正常供水。对于供热发电厂，澄清器(池)的检修可考虑在低负荷时进行。用于短期、季节性处理时，可只设一台，但应设旁路及接触混凝设施；过滤器(池)不应少于两台(格)，当有一台(格)检修时，其余过滤器(池)应保证正常供水；

清水箱(池)不宜少于两台(格)，并应有排空设施。澄清过滤系统应设置必要的监测仪表：澄清器(池)、过滤器(池)出口宜设置浊度计，澄清器(池)进出口设置温差监测仪。

澄清器(池)、过滤器(池)、清水箱(池)一般布置在室外，高寒或风沙大的地区，澄清器(池)、过滤器(池)宜布置在室内。

离子交换除盐系统 系统采用应根据原水水质、给水及锅炉水的质量标准、补给水率、排污率、设备和药品的供应条件及环境保护等因素，经技术经济比较后确定。锅炉补给水处理方式，还应与锅内装置和过热蒸汽减温方式相适应。

针对不同的原水水质和对出水水质的要求，可以选择的离子交换系统及其使用情况如表1、表2所示。

对高压及以上参数的锅筒锅炉和直流锅炉，应选用一级除盐加混合离子交换或其它除盐系统，并应与有关专业研究确定其它用汽(采暖、卸煤、燃油等)及用水(机车、轮船补充水等)的合理供应及水处理方式。

当原水含盐量较高、酸碱供应困难或者在环境保护上有特殊要求时，经技术经济比较可选用反渗透、电渗析、闪蒸、蒸发器等与离子交换联合除盐系统。

电渗析除盐装置由保安过滤器、电渗析器膜堆、淡水和浓水排放系统及整流器等组成；反渗透除盐装置由保安过滤器、高压泵、反渗透组件、加药及化学清洗装置、淡水及浓水排放系统等组成。

根据离子交换器的布置方式，离子交换系统可分为单元式与并列式两种。单元式系统是将每台阳离子交换器、除碳器和阴离子交换器组成独立的串联系统，几套单元系统并列，它们之间只有原水和除盐水有母管相连；并列式系统是每台阳离子交换器、阴离子交换器的出、入口管都有母管相连。并列式系统可以分别再生任何一台交换器，而单元式系统阳、阴离子交换器必须同时再生。单元式系统适用于原水强、弱酸阴离子比值较稳定的情况；并列式系统适用于原水强、弱酸阴离子比值变化较大及除盐系统设备台数较多(一般在6台以上)的情况。

化学除盐离子交换系统的设置原则为：

(1) 阳离子交换器应布置在阴离子交换器之前，这是因为：强酸阳离子交换树脂的酸性很强、交换容量高以及在反离子浓度较高的情况下，仍能保持较高的工作交换容量；阴离子交换器只交换低pH值水中的阴离子。

(2) 对除盐水同时要求除硅时，阴离子交换器应使用强碱阴离子交换树脂。

(3) 弱酸阴离子交换树脂在交换原水中的碳酸盐硬度时具有很高的工作交换容量，同时再生剂数量也很

表 1 离子交换除盐系统

序号	系 统 名 称	实 用 情 况	备 注
1	一级除盐 $H-D-OH$	中压锅炉补给水率高	
2	一级除盐加混床 $H-D-OH-H/OH$	高压及以上锅筒锅炉和直流炉	
3	弱酸一级除盐 $Hw-H-D-OH$	(1) 中压锅炉, 补给水率高; (2) 碱度大于 1mmol/L 过剩碱度较低	包括阳双室(双层)床
4	弱酸一级除盐加混床 $Hw-H-D-OH-H/OH$	同本表序号 2、3 系统	包括阳双室(双层)床
5	弱碱一级除盐 $H-D-OHw-OH$ 或 $H-OHw-D-OH$	(1) 中压锅炉补给水率高; (2) 进水有机物含量高, 强酸阳离子含量大于 2mmol/L	包括阴双室(双层)床
6	弱碱一级除盐加混床 $H-D-OHw-OH-H/OH$ 或 $H-OHw-D-OH-H/OH$	同本表序号 2、5 系统	包括阴双室(双层)床
7	弱酸弱碱一级除盐 $Hw-H-D-OHw-OH$ 或 $Hw-H-OHw-D-OH$	进水碱度高, 强酸阴离子含量高	可采用阳、阴双室(双层)床
8	弱酸弱碱一级除盐加混床 $Hw-H-D-OHw-OH-H/OH$ 或 $Hw-H-OHw-D-OH-H/OH$	(1) 进水碱度高、强酸阴离子含量高; (2) 高压及以上锅筒锅炉和直流炉	可采用阳、阴双室(双层)床
9	反渗透加一级或二级混床 $RO-H/OH$ —精制 H/OH	适用于较高含盐量水	
10	反渗透(或电渗析)加一级除盐加混床 RO (或 ED)— $H-D-OH-H/OH$	适用于高含盐量水和苦咸水	

表 2 离子交换软化系统

序 号	系 统 名 称	实 用 情 况	备 注
1	二级钠 Na_1-Na_2	(1) 中压锅炉或热网补给水; (2) 进水碱度较低	
2	氢钠串联 $H-D-Na$	(1) 进水含盐量及硬度较高; (2) 进水碳酸盐硬度大于 1mmol/L	采用磺化煤进行不足量酸再生或采用弱酸阳离子交换树脂
3	氢钠并联 $\left[\begin{array}{c} H \\ Na_1 \end{array} \right] -D-Na_2$	进水碳酸盐硬度较高	
4	石灰预处理二级钠 $CaO-Na_1-Na_2$	进水碳酸盐硬度高	

注: H —强酸阳离子交换器; Hw —弱酸阳离子交换器; OH —强碱阴离子交换器; OHw —弱碱阴离子交换器; D —除碳器; $H-OH$ —混合离子交换器; Na_1 —一级钠离子交换器; Na_2 —二级钠离子交换器。



低,适于在碳酸盐硬度含量高或碳酸盐硬度总阳离子比值高的水质条件下使用。

(4)弱碱阴离子交换树脂能吸收水中的矿质酸,同时具有工作交换容量高、再生剂耗量低的优点,因此能节省再生剂,降低运行费用和工程投资。

(5)除碳器应设置在强碱阴离子交换器前面(阴双室、双层床除外)。

(6)原水中有有机物含量高时,应提高混凝——澄清系统去除有机物的效率,并应增设活性炭过滤器。为防止强碱阴离子交换树脂遭受有机物污染,可选用大孔型离子交换树脂或丙烯酸系的强碱阳离子交换树脂。

(7)除盐设备可不设检修备用。但当一台(套)检修时,其余设备应能满足全厂正常补给水量的要求。除盐(软化)水箱的总有效容积应能配合水处理设备出力,并满足最大一台锅炉酸洗或机组启动用水需要。

(8)水处理设备宜布置在室内,水处理车间的总动力盘、总控制盘,应与设备保持适当距离或布置在单独的房间内;酸、碱储存槽宜布置在室外(寒冷地区可布置在室内),并靠近中和池。水处理车间运行控制室的面积,应根据水处理设备的出力、控制方式及表盘数量等不同情况确定。装有微型计算机的控制室应设空气调节装置。

guolu duanshu

锅炉断水 (boiler loss feed-water) 运行中的锅炉因给水中断引起的事故。给水中断不能立即恢复时,锅炉会由于参数或控制指标超限而被迫停止运行。如果保护失灵或处理不当时,会造成锅炉受热面大面积超温损坏。

断水原因 主要有:①给水泵全停,备用泵未及时启动;②高压加热器出口或入口截止门突然关闭,旁路阀未开启;③给水调节阀突然关闭;④给水自动调节装置失灵,采取措施不当;⑤给水泵转数控制失灵使转数过低;⑥给水管道爆破。

事故处理原则 锅炉出现断水后应立即采取措施恢复上水,上水成功应加大给水流量,恢复正常水位,同时应降低锅炉燃料量,保持汽温、汽压稳定;上水不成功时,应立即停炉。查明原因后确定是否恢复锅炉运行。恢复锅炉运行时应缓慢上水,避免水冷壁、锅筒、汽水分离器等产生较大的热应力。

guolu dui liu shou re mian

锅炉对流受热面 (boiler convective heating surface) 布置在锅炉对流烟道中,主要以对流换热方式接受烟气热量并传递给工质的受热部件。包括对流管束、防渣管束、过热器和再热器的对流部分、省

煤器及空气预热器。布置在炉膛出口的半辐射式过热器(后屏)通常也包括在内。

对流管束用于小容量锅炉,作为蒸发受热面。防渣管束是锅炉蒸发受热面的一部分,由后墙水冷壁管在炉膛出口烟窗处将管距拉大而成。

对流过热器用于产生过热蒸汽的各种锅炉中。随着蒸汽参数的提高,锅炉中用于蒸汽过热的热量不断增加,使得过热器的受热面积大幅度增加。为了提高电厂热力循环的效率,蒸汽的初参数不断提高,但蒸汽温度的继续提高受到现有过热器钢材和锅炉成本的限制,因而采用了中间再热(见再热循环),通过再热器把汽轮机高压缸(或中压缸)的排汽送回锅炉中重新加热到规定的温度,再送到汽轮机做功。

为了降低排烟温度,提高锅炉热效率,在锅炉尾部加装省煤器和空气预热器。空气预热器用来提高供燃烧用空气的温度,以改善燃烧和提高锅炉效率。

对对流受热面的共同要求是,安全可靠、强化传热、节省金属(特别是合金钢)、减少流动阻力、减少热偏差、减轻管子磨损、防止高、低温腐蚀和管子振动等。

参考书目

陈学俊、陈听宽,锅炉原理,北京:机械工业出版社,1983

guolu fei she ji gong kuang yun xing

锅炉非设计工况运行 (operation of boiler at undesigned conditions)

锅炉在负荷、燃料特性、给水温度和过量空气系数等偏离设计数据的条件下的运行。实际生产过程中,锅炉经常处于非设计工况下运行。由于上述运行条件的变化,锅炉各部分吸热量、烟气和工质温度、传热情况、减温水量、燃料量以及锅炉效率(各项热损失)等都要发生相应变化,应认真把握和分析锅炉运行条件的变化,精心调整和采取相应措施。

锅炉负荷变动 将引起燃料消耗量、炉内辐射传热量、对流传热量、锅炉效率相应变化。

燃料消耗量 应与负荷相适应,负荷变化不大时,燃料消耗量与负荷基本成正比关系。

炉内辐射传热量 随负荷增减而增减。但对应单位工质的辐射换热量随负荷增加而减少,单位燃料量的辐射传热量也减少,炉内温度和炉膛出口烟气温度升高,辐射过热器出口汽温降低。

对流传热量 随负荷增减而增减。锅炉负荷增加时,各对流受热面的进出口烟温、温压、传热系数增加,单位工质的对流传热量增加。因此,纯对流过热器出口汽温、省煤器出口水温(或沸腾度)、热风温度均增加。

锅炉效率 锅炉负荷增加时,燃料消耗量、烟气流相应增加,炉膛出口烟温和排烟温度升高,排烟热损失增加;炉内温度的升高提高了燃烧效率,减少了气体和固体不完全燃烧热损失,散热损失也相对减少。

燃料性质变动 包括灰分和灰熔融特性、水分、发热量、挥发分的变动,对锅炉影响较复杂。

燃料灰分变动 灰分增大,对炉内燃烧不利,增加不完全燃烧热损失;单位燃料量中可燃物质含量减少,为保持蒸发量不变,必须增加燃料量,增加制粉系统负荷;灰分增大加剧受热面的磨损,灰成分和灰的熔融特性的变化还可能导致固态排渣炉受热面的结渣或液态排渣炉流渣特性的恶化。

燃料水分变动 水分增加影响燃料的着火和燃烧稳定;理论燃烧温度和炉膛出口烟温降低,辐射传热量减少,对流传热量增大,辐射传热与对流传热的比例发生变化;锅炉排烟热损失和不完全燃烧热损失增大,锅炉效率降低;加剧尾部受热面的低温腐蚀和堵灰;此外还对制粉系统干燥出力产生不利影响。

燃料发热量变动 主要由燃料中水分和灰分的变化所致,其对锅炉运行的影响与燃料灰分、水分变动基本相同。

挥发分变动 主要对煤粉着火和燃烧产生影响。挥发分愈低,煤粉愈不易着火,在同样的煤粉细度下,火焰中心位置升高,炉膛出口烟温和过热汽温升高,挥发分过高,可能造成燃烧器烧损或周围结渣。

给水温度变动 高压加热器故障停用会引起给水温度明显降低。此时欲维持锅炉蒸发量不变,必须增加燃料量,使单位工质的对流吸热量增加,辐射吸热量减少,对流过热器出口汽温升高。给水温度的降低会使省煤器传热温差增大,省煤器吸热量增加,由于燃料量增加,空气量相应增加,空气预热器吸热量增加。但高压加热器故障,汽轮机抽汽减少,导致整个机组经济性下降。

过量空气系数变动 炉膛内过量空气系数有一最佳值,这时各种损失总和最小而锅炉效率最高。炉内过量空气系数增大时,烟气流增多,排烟温度升高,排烟热损失增大;炉内单位辐射传热量减小,单位对流传热量增大。炉内过量空气系数减小时,不完全燃烧热损失增加,排烟热损失在通常情况下降低。送风量不变,炉膛和制粉系统漏风增大时,过量空气系数也将增加。由于漏入的是冷空气,危害更为严重。对流烟道漏风,恶化传热,增加受热面磨损、烟道阻力,使引风机耗电量增大,严重时影响锅炉接带负荷。

guō lú fù jiàn

锅炉附件 (boiler accessories) 通常包括安

全附件、保护装置、吹灰装置和汽水管道阀门等,是锅炉主体设备上不可少的配带装置。它们与锅炉的安全、经济运行密切相关。

安全附件主要包括安全阀、压力表、水位表、温度测量仪表。中国及工业发达国家的锅炉安全监察法规,对锅炉安全附件的选择与使用,均有严格规定。安全阀和压力表是锅炉防止超压的保护和监督附件。对安全阀的总排放能力、台数、装设位置、始启压力、排放管道,以及安全阀的型式;对压力表的精度等级、表盘尺寸、量程,以及结构型式,法规均有明确要求。水位表是指示和监督锅炉水位的附件,大型锅炉除设有可见式水位表外,还配有工业电视。对水位表的装设只数、位置以及水位表的结构,亦均有明确要求。温度测量仪表用来测量和监督介质和金属温度。

吹灰装置供清除锅炉受热面灰渣之用。它能改善锅炉受热面的换热条件,从而提高锅炉效率,对保证锅炉出力和控制过热蒸汽温度均有重要作用。应根据锅炉各受热面的型式与位置,选择与布置不同的吹灰装置。

锅炉的汽、水管道上设置了各种阀门,用于实现汽、水流动的启停或调节功能。锅炉给水调节是由给水泵或给水操作台来实现。给水操作台是由一些调节阀和关闭阀组成。根据锅炉运行方式、给水方式(定压或变压)、给水泵型式(定速或变速),选择调节阀和给水操作台的系统。对于定速泵系统,为了满足起动和负荷调节需要,多采用主管道和起动旁路管道并联的给水操作台,起动管道内采用能承受高压差的特殊调节阀。锅炉减温水调节是由减温水管道阀门来实现的。减温水管道的调节阀的选择应满足喷水量的要求,同时应保证需要的调节特性和可调比。为解决直流锅炉起动和低负荷运行而设置了起动系统,该系统中有分离器进口调节阀、过热器进口调节阀等,常受到高压汽水混合物的冲蚀,现在多数采用低噪声的多级节流笼子结构或迷宫结构。

锅炉锅筒和蒸汽出口联箱上,集中设置了锅炉安全附件和阀门。主要有水位表、安全阀、对空排汽阀、疏水阀和压力表等,大型锅炉上还在过热器出口处配有动力控制泄压阀(PCV)。对各种阀门的要求是调节性好,可靠,灵活,长时间使用保持严密不漏。

guō lú gāng

锅炉钢 (boiler steel) 锅炉承压构件用钢的总称。是按用途分类名称并可再细分为钢管的锅炉管子用钢,其中包括与火焰或烟气直接接触的锅炉受热面管子和不与火焰或烟气直接接触的联箱和汽水管道等以及钢板的锅筒用钢两类。锅炉承压构件是锅炉关

键构件,安全性要求很高,其工作条件除承受极高的内压和内部介质的腐蚀和冲蚀外,锅炉受热面管子尚需承受外部火焰或烟气的冲蚀、磨损和有害气体的腐蚀等。对锅炉管子和锅炉钢板材料除应有的各自的特殊要求外,尚应满足如下的共性要求:①在工作温度下应有足够的强度、合理的强韧性配合及组织性质稳定性,可使构件的壁厚不致太大以易于加工并不致显著地影响传热效果,从钢材性能上保证长期安全运行;②良好的冷、热加工性能,其中特别是良好的焊接性能;③高压锅炉钢应是优质钢或特殊质量钢,为电炉或纯氧顶吹转炉冶炼,镇静钢,在冶炼时除用优质原料外一般要求加以炉外精炼和真空脱气等工艺以使有害杂质如硫、磷、锡、铋、砷等及气体含量降到最低程度,使钢纯净化,以避免脆性断裂事故发生;④有好的低倍组织及表面质量。前者如不允许有白点、肉眼可见的夹杂和分层等缺陷出现,后者则如不允许在内外表面上有诸如裂纹、重皮、折叠、结疤和离层等缺陷存在等,因类似缺陷有可能成为构件脆性断裂的事故源;⑤有良好的导热性。对受热面管子则会有较好的传热效果,对厚壁构件则会有更快的温度均匀。

锅炉钢按化学成分,可分为碳素钢及合金钢两类。为兼顾强度和焊接性能的需要,碳钢多为含碳量 $0.15\% \sim 0.25\%$ 的低碳钢,最高不超过 0.35% ;对合金钢来说,为兼顾钢高温下强度、抗氧化和焊接性能的需求,钢中含碳量不超过 0.25% ,并随着工作温度的提高,增加提高高温强度和抗氧化性能的各元素含量及元素数量,为此就有低合金钢、中合金钢及高合金钢的分类以与其使用温度相适应。锅炉钢按其金相组织又可分为珠光体耐热钢、马氏体耐热钢和奥氏体耐热钢,这些钢普遍用于各种不同温度等级的锅炉管子用钢。铁素体耐热钢由于其脆性大及强度低,工艺性能较差,不宜作为锅炉管子等承压构件用钢,锅炉用钢由于其为碳钢或低合金钢,也多为珠光体耐热钢。

9. 2.1 锅炉构架

锅炉构架 (boiler structure) 用以支承和固定锅炉的各个部件,并维持它们之间的相对位置的空间结构。除了支承锅炉本体外,构架还要承受风荷载、雪荷载、地震作用和各种管道、运转层及炉顶结构的部分荷载。

锅炉构架的布置形式根据锅炉的特点和外界条件而定。按锅炉构架受载方式可分为支承式和悬吊式;按锅炉构架使用的材料可分为全钢结构和钢筋混凝土结构;按锅炉构架本身的结构特点可分为框架式和桁架式;按锅炉构架与锅炉房的关系可分为独立式和联合式。此外还有露天锅炉和设于防震地区的特殊锅炉构

架。

支承式锅炉构架 常用于设有重型炉墙或轻型炉墙的中小容量锅炉。其特点是锅炉本体部件的绝大部分荷载分散支承在构架上,悬挂部分很少。

支承式构架柱的布置应尽量靠近炉墙外壁,以使护板能直接放在梁上,使部分锅炉本体荷载通过护板再传至柱和梁上。支承式构架常采用框架结构,利用护板来承受水平荷载。梁的布置应根据锅炉的要求如燃烧器所需的空间和其他部件需要支承和固定的位置,同时需考虑护板的强度、刚度和稳定性所允许的高度,炉顶梁格承受荷载不大,梁较矮小,常采用护板结构来保证其整体稳定,增加其刚度,同时作为炉顶检修平台使用。

悬吊式锅炉构架 常用于具有敷管炉墙的大中容量锅炉。其特点是锅炉本体主要部件通过吊杆悬吊在炉顶梁格上,但尾部受热面如空气预热器,下级省煤器等仍支承在尾部构架上。

悬吊式锅炉构架包括柱、梁(垂直和水平支撑)和炉顶梁格两大部分。它们是主要受力构件。炉顶梁格由梁和支撑系统组成(图1)。主梁直接搁置在柱顶上,将荷载传至基础。把荷载传给主梁的梁称为次梁,小梁则支承在次梁上。为了增加炉顶梁格的整体刚度,保证主梁整体稳定和防止主梁在支座处扭转,设置有平面支撑、侧向支撑和端部支撑。炉顶梁格的布置形式有横向布置和纵向布置两种。主梁沿炉宽方向布置称为横向布置,沿炉深方向布置称为纵向布置。

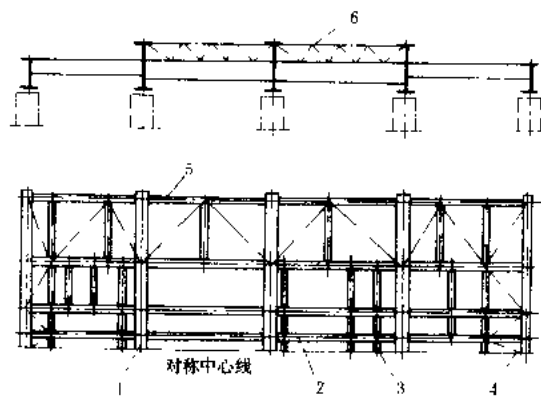


图1 炉顶梁格(横向布置)

1—主梁; 2—次梁; 3—小梁; 4—平面支撑; 5—端部支撑; 6—侧向支撑

全钢构架和钢筋混凝土构架 室内布置的锅炉一般采用全钢构架,全钢构架的耗钢量占整台锅炉金属总重的三分之一左右。构件的节点采用焊接或高强度螺栓连接,现代大容量锅炉钢构架多采用高强度螺栓连接方式,它具有施工方便、工期短,安装质量易于保



证等优点,露天布置的悬吊式锅炉常采用钢筋混凝土构架,它能节省钢材,减少抗腐蚀维护费用,但施工周期较长。钢管混凝土构架是介于全钢和钢筋混凝土之间的新颖结构,目前应用还不广泛。

框架式锅炉构架和桁架式锅炉构架 框架式构架是由柱和梁刚性连接成的空间结构。此种形式本身抵抗水平力的能力较差,侧向位移大。但对于轻型炉墙锅炉,都设有金属框架护板,柱和梁与护板一起组成一个钢盘结构,因此整个构架刚度大,具有较好的抵抗水平力的能力(图2)。

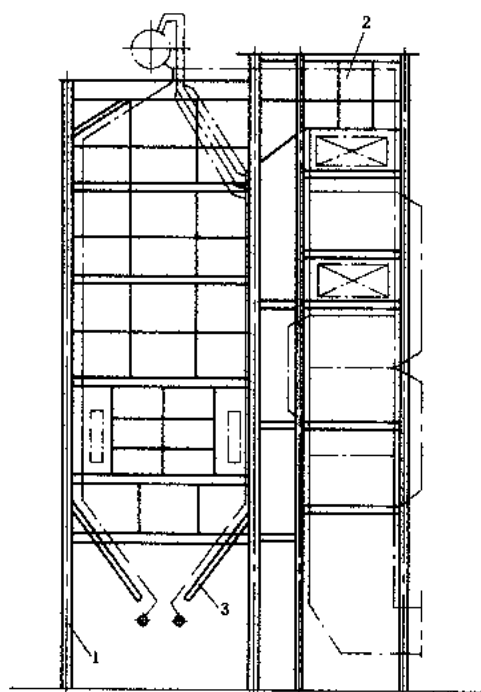


图2 框架式锅炉构架(支承式)

1—锅炉构架; 2—护板; 3—冷灰斗外壳

桁架式构架由多片平面桁架组成。这种结构金属耗量低,整体刚度大,水平位移小,有利于抵抗水平力。对于承受风荷载和地震作用的锅炉构架常用这种结构(图3)。

独立式锅炉构架和联合式锅炉构架 独立式锅炉构架与锅炉房结构之间,除运转层梁采用可滑动支座与构架柱连接外,各自是完全独立的受力体系。通常多采用此种形式。

联合式构架与锅炉房结构之间有一定的联系,如炉顶梁格直接放置在锅炉房结构上,或锅炉构架与锅炉房结构之间有若干梁连接(图4)。联合式构架具有节省钢材,造价低,施工速度快等显著优点。但使整个计算体系复杂化,当一个结构受载时将影响另一个结构,因此受力不明确。在高地震烈度地区一般不采用联

合式构架。

特殊锅炉构架 露天锅炉和设于地震区的锅炉构架除考虑通常的因素外,还要考虑风荷载和地震等特殊情况对锅炉构架强度的要求。桁架式锅炉构架能较好地承受风和地震作用产生的水平力。而悬吊式锅炉具有较好的抗震性能。

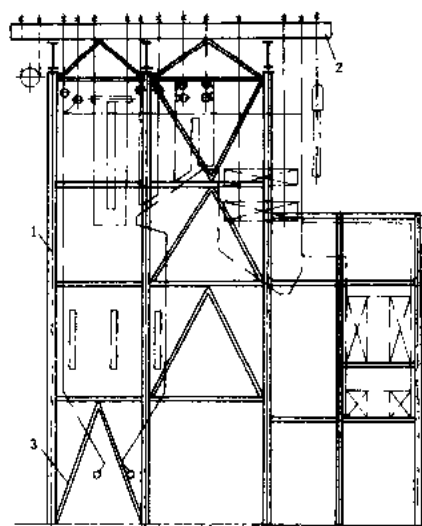


图3 桁架式锅炉构架(悬吊式)

1—柱; 2—炉顶梁格; 3—垂直支撑

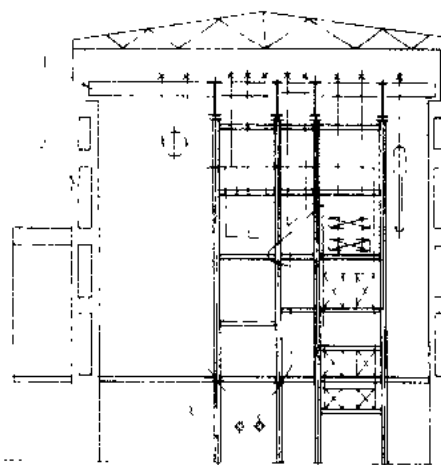


图4 联合式锅炉构架(悬吊式)

1—炉顶梁格; 2—厂房柱; 3—锅炉柱

在气候条件较好的地区,锅炉可以不设厂房,锅炉构架为露天布置(图5)。此时应考虑如下问题:①构架要承受风荷载和雪荷载;②对锅炉本体要采取一些维护措施,如设置外护板,护棚及锅筒罩壳等,以便防雨防冻;③要采取防腐措施;④为改善露天的工作条件和维修的方便,在燃烧器区域进行局部封闭;⑤在锅炉顶部设置炉顶防雨结构。

地震区锅炉构架应根据国家抗震设计规范,锅炉

构架的抗震设防烈度按国家规定的基本烈度采用,抗震设防烈度为7~9度,对于特别重要的电厂,经过主管部门批准,设防烈度可比基本烈度提高一度采用。基本烈度为6度地区的锅炉构架一般可不设防,当基本烈度为9度或9度以上时,应对设计进行专门研究。

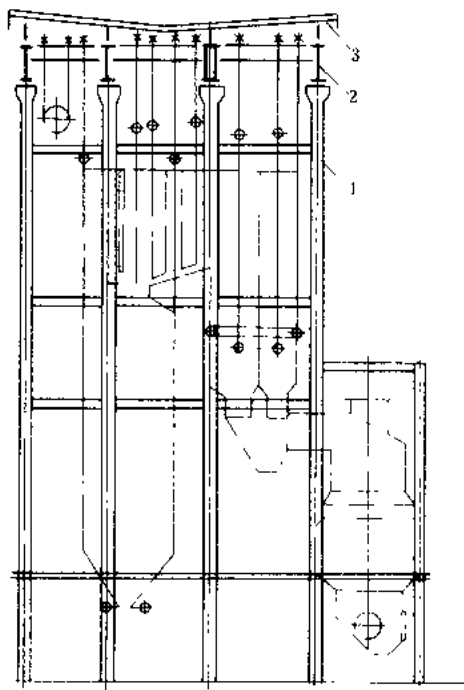


图5 露天锅炉构架(悬吊式)

1—钢筋混凝土构架; 2—炉顶梁格; 3—炉顶结构

处于地震区的锅炉一般采用独立式构架,并采取抗震措施。锅炉通常设有导向装置,除保证炉体定向膨胀外,并把地震(露天布置还有风)对炉体的作用力传给锅炉构架。

锅炉构架钢

锅炉构架钢 (constructional steels for boiler)

用于悬吊锅炉本体及其附属管道系统所用钢结构用钢的总称;按钢用途分类,属结构钢。锅炉构架由主梁、副梁、立柱及桁架等组成,结构由螺栓连接。

主梁及副梁 悬吊锅炉本体的吊架的主要生根处,俗称大板梁,水平置于锅炉构架顶部,由于其腹板高度大,通常由低碳锰钢16Mn及与之相应的钢号的钢板焊成“1”状。

立柱 除个别外,现代化大型锅炉机组的立柱为由H型钢轧材经端面机械加工面成。而中国在60到70年代出产的容量为200MW以下的锅炉机组,立柱由钢筋混凝土现场浇注。

桁架 为型钢,如角钢、工字钢、槽钢等,为普通

碳素钢及低碳含锰钢等低合金钢或低合金碳钢等。

螺栓、螺母和垫片均为标准件。螺栓为高强度螺栓,通常为20MnTiB等。螺母为35号碳钢,垫片为45号碳钢。

对锅炉构架钢除要求有足够的强度和塑性、良好的焊接性和加工性能外,还要求在低温下的韧性及在大气中的抗腐蚀性能等。

锅炉构架计算

锅炉构架计算 (boiler structure calculation)

根据选定的构架型式、连接方式,对构架内力进行分析,对构件进行强度、刚度和稳定性计算的总称。其目的是确定或核算构件的截面尺寸和承载能力。作用在构架上的锅炉本体荷载、用户荷载、风荷载和地震作用是构架计算的依据。

大中容量锅炉构架的计算在电子计算机上进行。通常把超静定的空间结构分解成若干平面来进行分析。有时也按空间结构进行内力分析,得到更符合实际的结果,但计算费时较多,不常采用。炉顶梁格中构件的内力,一般可分解成单根梁,并视具体结构分别按简支梁或连续梁计算。

小容量锅炉的简单构架,通常用手工计算,为了方便,要对结构做必要的简化。

构件计算 在主平面内受弯的实腹构件强度按下式计算:

$$\text{正应力} \quad \sigma = \frac{M_x}{\gamma_x W_{nx}} + \frac{M_y}{\gamma_y W_{ny}} \leq f$$

$$\text{剪应力} \quad \tau = \frac{VS}{I t_w} \leq f_v$$

式中 M_x 、 M_y 为绕 x 轴和 y 轴的弯矩; W_{nx} 、 W_{ny} 为对 x 轴和 y 轴的净截面抵抗矩; γ_x 、 γ_y 为截面塑性发展系数; f 为钢材的抗弯设计强度; V 为计算截面沿腹板平面作用的剪力; I 为毛截面的惯性矩; S 为计算剪应力处以上毛截面对中和轴的面积矩; t_w 为腹板的厚度; f_v 为钢材的抗剪设计强度。

在组合梁的腹板计算高度边缘处,若同时受有较大正应力和较大剪应力时,其折算应力按下式计算:

$$\sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2} \leq 1.1f$$

式中 σ 、 τ 为组合梁腹板计算高度边缘同一点上同时产生的正应力和剪应力。

梁的刚度用容许相对挠度来控制。其容许值按下表取用。

轴心受压和受拉构件的强度按下式计算:

$$\sigma = \frac{N}{A_n} \leq f$$

式中 N 为轴向力; A_n 为净截面面积。



受弯和受压构件的整体稳定和局部稳定要进行计

梁的容许相对挠度值

梁的类别	容许相对挠度值
中、小梁	$\frac{1}{850}$
次梁	$\frac{1}{750}$
其他梁	$\frac{1}{500}$

算,并应符合钢结构设计规范的要求。双腹板梁一般不需要计算整体稳定。柱的容许长细比 λ 应不大于150,一般取 $\lambda \leq 80$ 。

连接计算 对于焊接连接,应分别按对接

焊缝和贴角焊缝,根据受力情况按钢结构设计规范的规定进行计算。对于摩擦型高强度螺栓连接,每个高强度螺栓的设计承载力按下式计算:

$$N_v^b = 0.9 n_f \mu P$$

式中 n_f 为传力摩擦面数目; μ 为摩擦面的抗滑移系数; P 为每个高强度螺栓的预拉力。

风荷载计算 作用在锅炉构架上的风压值按下式计算:

$$W_k = \mu_z \mu_s W_0$$

式中 W_0 为基本风压; μ_z 为风压高度变化系数; μ_s 为风载体型系数。锅炉构架的风载体型系数一般取1.3。

风荷载按实际受风面积计算,并集中作用到锅炉构架的各节点上进行构架内力分析。

地震作用计算 一般只考虑水平地震作用。通常采用基底剪力法、振型分解反应谱法和有限元法计算。中国锅炉行业根据实测和理论分析,给出了基底剪力法水平地震作用计算公式:

$$P_i = A \frac{h_i}{H} W_i$$

式中 A 为总地震力系数; H 为构架总高度; h_i 为质点 i 的高度; W_i 为质点 i 的重量。

总地震力系数 A 依不同的地震烈度、场地土类别、锅炉容量和支吊型式查取相应的数据。

无论风荷载和地震作用,一般情况下都是在锅炉的两个主轴方向分别作用,并与基本荷载组合进行强度校核。

guolu guanzi yonggang

锅炉管子用钢 (steel for boiler tube and pipe)

锅炉受热面管子、联箱和汽管道等钢管材料的总称,为按用途分类的名称。前者涉及诸如水冷壁管、省煤器管、过热器管和再热器管等,均为外径 ≤ 159 mm的小直径管子,在热轧或热轧冷拔和热处理后使用,除部分水冷壁管为直缝焊管外,其余均为无缝钢管;后者涉及外径 > 159 mm的锅炉受热面联箱管和诸如主给水管、主蒸汽管及冷段、热段再热蒸汽管等汽管道钢管,其主体是以热轧、锻造、冲顶或反挤压

等工艺成形、热处理以及表面不再机加工或经内焊外车或磨削加工后使用的无缝钢管,部分是直缝焊接钢管用作冷段再热蒸汽管道和极少数的热段再热蒸汽管道。

工作条件 and 设计指标 所有各种参数的电站锅炉,诸如高压、超高压、亚临界、超临界以及超超临界参数锅炉的锅炉管子用钢的主要工作条件:①在高温下工作,且随应用的构件的不同,其工作温度范围很广,可由主给水管的中、低温工作条件到过热器再热器管等的锅炉最高金属温度的构件的高温工作条件;②在介质的内压下工作,并伴有其它的系统和机械应力;③受内部介质的腐蚀和冲蚀;④直接与火焰接触的锅炉受热面管子还经受烟气的氧化、腐蚀、磨损和冲蚀等。

由于不同的温度会使锅炉管子用钢产生不同类型的变形及破断机制和组织性质变化,因而会有选用的不同的强度指标作为构件的设计许用应力。可分为两部分,第一部分为金属工作温度较低,运行中不产生蠕变,基本上也不发生诸如珠光体球化等组织性质变化,其破断的特征是塑性变形后断裂,此时,作为设计许用应力的主要强度指标为与时间无关的设计温度下钢材的高温屈服极限,第二部分则处于蠕变温度范围(见蠕变),在运行中会随时间产生蠕变和一系列的组组织性质变化,如珠光体耐热钢中产生的珠光体球化和碳化物聚集;碳钢和低碳钼钢产生的石墨化;合金钢中产生的合金元素迁移;耐热钢中产生的时效和新相形成;奥氏体不锈钢中析出的 σ 相和碳化物等,由于其破断的机制是蠕变断裂,因而作为设计许用应力的主要强度指标是与时间有关的设计温度下的持久强度极限。两部分的分界温度大致为150℃。属于第一部分的构件有水冷壁、省煤器及其联箱、部分低温过热器、再热器及其联箱、主给水管和冷段再热蒸汽管道等;第二部分则为其余构件。

性能要求和选用原则 锅炉管子用钢的性能除应满足锅炉钢的共性要求外,对高温管子用钢尚应具有足够的持久强度和蠕变极限(工作温度下10⁵h持久强度平均值一般不应低于70 MPa),较高的持久塑性,热处理敏感性小即工业生产中包括热处理在内的各种因素引起的持久强度和蠕变极限的分散范围不应超过平均值的 $\pm 20\%$ 以及工作温度下足够的抗氧化性(氧化速度不大于0.1 mm/a)等。奥氏体不锈钢应无晶间腐蚀倾向。

锅炉管子用钢的选用主要取决于钢管的工作温度。工作温度愈高,所用钢的合金元素含量愈高,价格也高,焊接性能也变差。内压力即工作压力的高低决定管子的壁厚。为此,对亚临界和超临界锅炉,只要构件工作温度相同,所用钢号应该是一样的,仅仅当超临界

锅炉由于压力高采用此钢种时壁厚过大,造成加工和运行困难并经济上不合理时,才换成具有更高温度等级的钢。如对同一温度参数的主蒸汽管道用含 9%Cr 的马氏体耐热钢 10Cr9Mo1VNb (P91) 代替含 2.25%

Cr 的珠光体耐热钢 12Cr2MoG (P22), 约可减少一半壁厚, 用 15NiCuMoNb5 (德国钢号) 代替碳素钢作大机组主给水管道则也达到了同一效果。各管子用钢的适用温度范围如表所示。

各种使用温度范围下的锅炉管子主要用钢

金属工作温度范围		种 类	钢 号	所用构件名称举例
水冷面管子	管道和联箱			
$\leq 500^{\circ}\text{C}$	$\leq 450^{\circ}\text{C}$	碳钢	20G (中国) A106A、B、C (美国) A219A、C (美国) St45.8 (德国)	水冷壁管、省煤器管、低温过热器管及再热器管及其联箱; 主给水管及冷段再热蒸汽管等
$\leq 510^{\circ}\text{C}$	$\leq 510^{\circ}\text{C}$	珠光体耐热钢	15Mo、12CrMo (中国) A213T1、T1a、T2 和 A335P1、P1a、P2 (美国) 16Mo3 (德国)	水冷壁管、省煤器管、低温过热器和再热器管; 主蒸汽管
$\leq 550^{\circ}\text{C}$	$\leq 530^{\circ}\text{C}$	珠光体耐热钢	15CrMo (中国) A213 T11、T12 (美国) A335 P11、P12 (美国) 13CrMo14 (德国)	水冷壁管、过热器和再热器管及联箱, 蒸汽管道
$580\sim 590^{\circ}\text{C}$	$\leq 570^{\circ}\text{C}$	珠光体耐热钢	12Cr2Mo、12Cr1MoV (中国) A213 T22 (美国) A335 P22 (美国) 10CrMo910 (德国)	过热器管、再热器管及联箱, 亚临界参数锅炉主蒸汽管道及热段再热蒸汽管
	$\leq 580^{\circ}\text{C}$	珠光体耐热钢和马氏体耐热钢	15Cr1Mo1V (中国) 15X1M1Φ (俄罗斯) A335 P9 (美国) X12CrMo91 (德国)	蒸汽管道
$\leq 600^{\circ}\text{C}$		珠光体耐热钢和马氏体耐热钢	12Cr2MoWVTiB (中国) 12Cr3MoVSiTiB (中国) 12X2MΦCP (俄罗斯) 12X2Φ6 (俄罗斯) 10CrSiMoV7、X12CrMo91 (德国) A213 T9 (美国)	高温过热器管及再热器管
$\leq 630^{\circ}\text{C}$	$\leq 600^{\circ}\text{C}$	马氏体耐热钢	X20CrMoV121 (德国)	高温过热器管及再热器管及联箱, 主蒸汽管道及热段再热蒸汽管
$\leq 650^{\circ}\text{C}$	$\leq 600^{\circ}\text{C}$	马氏体耐热钢	10Cr9Mo1VNb (中国) X10CrMoVNb9-1 (德国) A213 T91、T92 (美国) A335 P91、P92 (美国)	高温过热器管及再热器管及联箱, 主蒸汽管道及热段再热蒸汽管道
$600\sim 700^{\circ}\text{C}$	$600\sim 700^{\circ}\text{C}$	奥氏体耐热钢	1Cr18Ni9、1Cr19Ni11Nb (中国); TP304、TP321、TP347 (美国); X12CrNi188、X10CrNi-Ti189、X10CrNiNb189 (德国); 1X18H9、1X18H9T (俄罗斯)	高温过热器管及再热器管及联箱, 主蒸汽管道及热段再热蒸汽管道

发展展望 是向原珠光体耐热钢和马氏体耐热钢以及一些奥氏体耐热钢中,多元少量加入诸如 Ti、W、V、Nb、B、N 等强化元素,成为新的耐热性更高的钢种,但并不会对其原有的工艺性能产生明显的影响。比较成熟的例子有:①在原有 2.25Cr-1Mo 珠光体耐热钢(美国钢号 T22、P22)中加入 W、Nb、B、N 成为 T23,加入 Ti、V、B、N 等成为 T24,使 550℃、10⁵h 持久强度由原钢号 T22 的 70MPa 基础上提高到 T23 的 130MPa 和 T24 的 147MPa,接近 T91 水平,用于超临界机组的水冷壁及蒸汽管道和高温联箱用管钢;②9%Cr 马氏体耐热钢。在 9Cr-1Mo 钢基础上加 V、Nb、N 等成为 T91、P91,成为新一代的替代奥氏体耐热钢的锅炉管子用钢。另外,在 T91、P91 中再加 W 和 B,成为强度更高的锅炉管子用钢 P92、T92 等;③12%Cr 马氏体耐热钢。在德国钢号 X20CrMoV121 基础上加入 B、Nb、W 和 N 等的美国钢号 P122、T122 等。上述新型马氏体耐热钢可满足 600℃、10⁵h 持久强度为 110~120MPa 的要求,成为超临界机组和超超临界机组的锅炉管子用钢。

锅炉化学清洗

锅炉化学清洗 (chemical cleaning of boiler)

采用化学方法清除锅炉水汽系统中的各种沉积物、金属氧化物和其他污物,并使金属表面形成保护膜的技术。它是减少锅炉因受热面结垢和沉积附着物所造成的腐蚀、导热不良和对水汽的污染,保证锅炉安全经济运行的一项重要技术措施。对锅炉的清洗一般采用酸性介质,又称酸洗。

对新建机组主要是清除受热面管内壁在轧制过程中形成的高温氧化皮,清除管内在加工时引入的润滑剂以及在储运、安装过程中产生的锈蚀产物、焊渣、油脂、泥砂等污物。对运行锅炉主要是清除金属受热面水侧表面上积结的钙镁水垢、氧化铁垢、铜垢、硅酸盐垢和油垢等各类沉积物。

锅炉化学清洗范围和清洗周期 分新建锅炉化学清洗和运行锅炉化学清洗两类。

新建锅炉的化学清洗范围 主要是根据锅炉参数、结构特性和管内壁的锈蚀程度来决定。通常对直流锅炉和过热器出口压力为 9.8 MPa 及以上的锅筒锅炉,在投产前必须进行化学清洗;压力在 9.8 MPa 以下的锅筒锅炉,一般不进行酸洗,但必须进行碱煮。对于腐蚀严重的过热器和再热器,如腐蚀产物超过 100 g/m² 时,可以进行化学清洗,清洗时必须防止立式管气塞和腐蚀产物在弯管内沉积的措施。凝结水系统和高压给水系统,如腐蚀轻微,可以不进行化学清洗,只采取含有 100~200 mg/L 联氨(以氨水调至 pH10)

的化学除盐水冲洗。

运行锅炉的化学清洗范围和清洗周期 一般包括锅炉本体的水汽系统,其清洗周期主要是根据锅炉运行年限和管内沉积物的附着量来确定。当超过下表的极限值时应考虑化学清洗。锅炉化学清洗的间隔时间还应根据锅炉类型、工作压力、燃料品种、沉积物厚度、成分及特性,运行中水质异常情况和大修时锅内检修情况作适当的调整和变更。以重油或天然气为燃料的锅炉和液态排渣炉可参考表中相应工作压力高一级的数值考虑。

确定需要化学清洗的条件

炉型	锅筒锅炉			直流锅炉
主蒸汽压力 (MPa)	<5.88	5.88~12.64	>12.74	
沉积物量 (g/m ²)	600~900	100~600	300~400	200~300
清洗间隔(a)	一般 12~15	10	6	4

锅炉化学清洗介质和清洗工艺 根据锅炉及热力系统的结构和材质特点、设备内部腐蚀和沉积物的状况、废液处理的难易程度以及现场的具体情况,经技术经济比较而定。工艺条件应通过试验确定。

化学清洗方式 分为循环清洗、开式清洗及浸泡清洗三种,一般情况下采用循环清洗或开式清洗。

化学清洗系统 应以简单、操作方便、临时管道设备及阀门的用量少、安全可靠为原则。选择清洗溶液箱、清洗循环泵等装置时应能满足清洗工艺条件的要求。

化学清洗步骤 一般包括水冲洗、碱洗(或碱煮)、碱洗后的水冲洗、酸洗、酸洗后的水冲洗、漂洗和钝化。

化学清洗介质 包括除脂剂、酸洗剂、缓蚀剂、各种添加剂和钝化剂等。

(1) 酸洗剂: 有无机酸和有机酸,常用的无机酸有盐酸、氢氟酸;有机酸有柠檬酸、乙二胺四乙酸(EDTA)、甲酸和羟基乙酸的混合酸等。

盐酸: 对铁的氧化物和含钙、镁、铜等成分的沉积物有较强的溶解能力,盐酸与金属基体反应产生的少量氢气有助于对被清洗物的剥离。采用盐酸清洗价格便宜,清洗工艺简单,废液易于处理。由于氯离子能使奥氏体钢发生应力腐蚀破裂,因此盐酸不能用来清洗奥氏体钢材质的设备。对于以硅酸盐为主要成分的沉积物用盐酸清洗效果较差。

氢氟酸: 对铁的氧化物和以硅化合物为主要成分的沉积物具有较强的溶解能力。由于清洗过程中的络



合作用,即使在较低的浓度和温度下,溶解速度也较快,通常是采用开式清洗方式,将清洗液一次流过清洗设备。氢氟酸清洗时间短,清洗用的临时装置简单,对金属腐蚀性小。但氢氟酸毒性较大,废液处理较困难。

柠檬酸:在柠檬酸清洗液中加入氨,调节pH值至3.7~4.0可生成柠檬酸单胺,柠檬酸单胺与铁离子能生成易溶的络合物,避免清洗时可能出现的沉渣造成管子堵塞。故常用来清洗较复杂的新建锅炉及系统;清洗用的临时装置简单;不需要对阀门采取防护措施;使用中对人体危害性很小;适用于清洗奥氏体钢材设备。但柠檬酸价格较贵。

乙二胺四乙酸(EDTA):EDTA清洗是基于EDTA络合基元与金属离子在适当的pH值下的络合反应,又称络合清洗。EDTA清洗温度一般是100~135℃。其溶垢能力在低温(65℃)时不如盐酸,而在高温下,对含铁、铜、钙、镁等成分的沉积物都有较强的清洗能力,但不宜用于清洗含硅量很高的沉积物。由于EDTA价格昂贵,清洗后应予回收。

(2)缓蚀剂:缓蚀剂的选择及其添加量与酸洗剂的种类、浓度和清洗温度、流速有关。选用的缓蚀剂应有较高的缓蚀率(一般应在96%以上),对金属的腐蚀速度应低于 $10\text{ g}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$,无针状点蚀,不残留有害薄膜,有良好的水溶性,使用安全无毒,对去除沉积物的能力无影响,清洗后排放废液不会造成环境污染。

每种缓蚀剂都有其适用的温度和流速范围,缓蚀效果随温度升高、流速增大而降低。目前中国的商品缓蚀剂适用于盐酸清洗液的有胺系、醛、酯及含硫有机化合物等。适用于柠檬酸清洗的缓蚀剂有二邻甲苯硫脲和2-巯基苯并噻唑等。采用氢氟酸和EDTA作为清洗剂时,常采用复合缓蚀剂(如吡啶、硫脲和噻唑的衍生物等)。

(3)添加剂:为防止氧化性离子(Fe^{3+} 、 Cu^{2+})对钢铁基体在清洗过程中的腐蚀,需考虑在酸液中添加还原剂和络合剂。当酸液中 Fe^{3+} 较多时(一般高于 300 mg/L 时),在盐酸清洗液中加入氯化亚锡,在有机酸清洗液中加入联氨,以便将 Fe^{3+} 还原为 Fe^{2+} 。酸液中 Cu^{2+} 较多时可加入硫脲作为铜离子络合剂,防止铜在钢铁表面析出腐蚀金属基体,发生镀铜现象。

为促进沉积物溶解在酸液中添加氟化物如 NaF 、 NH_4F 等溶解促进剂,以提高对难溶的 Fe_3O_4 和含硅化合物的溶解能力。

为提高清洗效果可在碱溶液或酸溶液中添加具有清洗油脂和润湿金属表面等效果的表面活性剂。

(4)钝化剂:酸洗后的金属表面呈活化状态,很易产生锈蚀。因此酸洗后要做钝化处理,使金属面生成钝化保护膜。用做钝化剂的有亚硝酸钠、联氨、磷酸盐等。

(5)除脂剂:为了清除新建机组锅炉设备中的油脂和含硅化合物,在进行酸洗前,需要对锅炉进行碱洗或碱煮。常用的除脂剂有 Na_3PO_4 、 NaOH 及各种表面活性剂等。由于游离氢氧离子对奥氏体钢材的应力腐蚀敏感因素,目前大机组的碱洗常采用低pH值的磷酸盐或不含游离氢氧离子的以表面活性剂为主组成的清洗剂。

随着火力发电厂高参数大机组的发展,锅炉化学清洗技术的发展趋势将是:改进现行清洗技术和提高经济效益;开发新方法、新工艺及完善清洗废液处理技术等。

guoli jishuibang yunxing

锅炉给水泵运行 (boiler feed-water pump operation)

给水泵是火力发电厂中最重要的辅助设备之一,它耗用的电量占厂用电中很大的份额,它的安全经济运行对发电厂有重大意义。

经济运行 给水泵的运行经济性,在许多方面取决于给水调节方式。中小容量机组多采用定速泵,用调节压力管道上调节阀的开度,改变管道阻力特性,变动运行点来调整给水量。这种调节方式节流了部分压力,使经济性下降。但是运行上简单方便。大容量机组给水泵,多采用变速泵,既有利于经济运行,又方便于机组启动。变速给水泵一种为定速电动机加上液力联轴器,一种为变转速小汽轮机拖动的给水泵,较新的还有变频同步电机拖动的给水泵。变转速泵是用改变转速,平移水泵特性,来达到调节水量的目的。在运行中,给水管道上阀门全开,管道阻力最小,一般来说经济性较好。对于借助液力联轴器传动的变速泵,由于液力联轴器有传动损失,在额定工况运行时可能反较定速泵经济性差。一般认为在80%负荷以下运行其经济性高于定速泵。

安全运行 给水泵的安全运行,主要取决于除氧器的布置高度和工况稳定。在给水处理系统中,需对除氧水箱容量、布置高度、给水泵下降管管径、走向、阻力等进行计算,保证在任何工况下,有效汽蚀余量均能大于给水泵的必需汽蚀余量。除氧器运行工况是否稳定直接影响给水泵的安全运行(见除氧器运行),另外还需有前置泵、再循环装置、进口滤网、出口单向阀、暖泵系统和运行中对平衡室压力的监督。

前置泵 大型锅炉给水泵工作转速高(4000~7000 r/min),必需汽蚀余量大,要求除氧器布置位置太高。为此多采用低转速(1450 r/min)的前置泵串联在主给水泵之前。前置泵可靠地向主给水泵供水是给水系统安全运行的保证。对于电动调速泵组,主泵与前置泵一般由同一电动机轴的两端分别驱动,保证了前

置泵和主泵同时运转。对于小汽轮机驱动的给水泵,前置泵通常用单独的电动机驱动。运行时一定要先启动前置泵,而后启动主泵。停泵时顺序相反。

再循环装置 锅炉给水泵运行最小流量有限制规定。在小于限制值运行时会导致泵的发热汽化损坏,为此在给水泵系统中设有再循环装置,当机组负荷下降,给水泵流量小于规定的最小流量时自动开启,将给水返回到除氧器。

进口滤网 给水泵进口设有滤网,防止异物进入泵内。对滤网两侧的压差要进行监督,防止滤网脏污形成过大的差压,导致给水泵汽化。

出口单向阀 给水泵出口管路上均装有单向阀,它的严密和可靠非常重要。当给水泵突然停止运行时,单向阀能自动阻止给水逆流返回到低压管道和除氧器,否则返回的水会使给水泵倒转和低压设备受到高压水冲击。

暖泵系统 高压大型机组给水泵抽送水的温度大都为 160℃ 左右。有些给水泵要求设置暖泵系统。在启动前开启暖泵阀门使温度缓慢上升,以消除泵的各个部分因受热不均产生的变形。

平衡室压力监督 泵的平衡室中压力反映推力平衡装置的工作状态,运行中必须注意监督。平衡室中压力,一般较泵进口压力高 0.05~0.2 MPa。平衡室压力过高,平衡推力的能力下降,必须分析原因进行处理。

6. 1. 3 检修

锅炉检修 (overhaul of boiler) 通过检查和修理恢复锅炉机组原有性能的工作。锅炉检修有计划检修(大修和小修)和非计划检修(故障检修)之分。检修项目分标准项目、特殊项目和重大特殊项目,其内容在检修规程中均有明确规定。锅炉检修的范围包括锅炉机组主、辅设备、管道、阀门及附件等。锅炉机组主辅设备配备的热工仪表、自动控制装置和附属的电气设备的检修,应由相关专业负责与锅炉设备检修同步进行。

锅炉检修的主要任务 ①对设备进行全面检查、清扫、测量、修理和更换已经磨损、烧损、腐蚀、变形和老化的零部件,消除设备的缺陷,使设备的性能得到恢复;②引进现代科学技术的成果,使设备的性能和效率得到提高;③采用先进的检修工艺、技术标准、机械化检修工具和管理方式,达到安全、优质,缩短检修工期,降低检修成本。

为保证检修质量,必须做到应修必修,实行全面质量管理,完善质量保证和监督体系;做好检修前的准备工作和施工管理工作;重大特殊项目的检修和设备改进项目必须有详细的工艺要求和作业方法(如编制检

修项目工艺卡);锅炉检修后应进行分部试运、整体水压试验和漏风试验;严格执行三级验收制度和质量评定制度;投入运行后应对主要参数、技术经济指标和锅炉热效率进行考核评价。检修竣工后,及时将各项原始记录、设备、系统变更记录及总结载入设备档案,及时将设备、系统变更情况反馈给运行部门。

锅炉检修作业应做好各项安全措施,严格执行安全规程的有关规定。如检修的设备和系统必须与在运行中的设备和系统可靠地隔断,转动机械和带电设备必须切断电源;作业人员进入炉膛和烟道时,炉膛和烟道的温度不应高于 60℃,进入锅筒时温度不应高于 40℃,并有人在外监护;高空作业时须携好安全带,有可靠的脚手架及防止高空坠物的措施等。

水冷壁、过热器、再热器的检修 首先应进行清扫,清除积灰和结渣。详细检查管子有无变形、磨损、刮伤、鼓包、胀粗及表面裂纹等情况,并按规定割管取样,检查内壁的结垢、腐蚀情况和监督壁厚、管径、组织、碳化物和机械性能的变化,检查管子的支吊架、管卡及防磨装置是否完整,管屏排列是否整齐,有损坏时应予修理或更换。当检查出管子壁厚减薄大于 30%,碳钢管胀粗大于原有直径的 3.5%,合金管大于 2.5%,腐蚀点深度大于壁厚的 30%,石墨化大于 4 级,过热器管表面氧化皮厚度超过 0.6~0.7 mm,以及有可见裂纹和焊口有缺陷时,应予换管和修理。当割管检查管内结垢量超过下列数值时,应进行酸洗

锅炉受热面应酸洗的结垢量

锅炉工作压力 (MPa)	结垢量 (g/m ²)
7.9MPa 以下	600~900
8.9~12.6MPa	400~600
12.75MPa 以上	300~400
直流锅炉、控制循环锅炉	200~300

省煤器的检修 主要是防腐和更换磨损严重的管子。省煤器入口烟温一般在 500℃ 左右,灰粒变硬,磨损性增强。省煤器的磨损与灰粒的性质、撞击概率成比例,与烟速的三次方成正比,而且烟速的分布是不均匀的,磨损也不均匀。检修时应在磨损严重的部位(如靠墙的管子、弯头和前几排管子上)加装或修理防磨板或折流板,更换磨损量已超过标准的管子。燃用灰分大、灰粒磨损性强的燃料时,特别是烟速过高时,应改进省煤器的结构,如管束由错列改为顺列,使用鳍片管、膜式管、肋式管等,以减少因省煤器管磨损而被迫停炉的事故。

锅筒、联箱的检修 检查人孔门、手孔门和接管座焊缝有无泄漏,膨胀指示器是否完整,锅筒内的汽水分

离器有无松动、脱落，内部有无锈蚀和裂纹。锅筒和联箱内不允许有进行性的腐蚀和裂纹，发现有细小裂纹时，可打磨去除，一般不予焊补，有较大较深的裂纹时，应制订专门措施，予以补焊。（见承压件裂纹处理）

炉墙、燃烧器、吹灰器的检修 修理已损坏的炉墙、保温层、挡火墙、卫燃带及看火门、人孔门等，更换已烧坏的燃烧器喷口（见燃烧器检修）、吹灰器并对其控制机构进行修理，使其灵活可靠。对液态排渣锅炉应检查、修理或更换熔渣池的炉底。

空气预热器的检修 低温腐蚀、堵灰和漏风量是空气预热器常出现的问题。检修时应清洗疏通已堵灰的管子或传热元件，已损坏的应予更换。必要时应设法提高入口空气温度（加暖风器或前置式热管空气预热器），采用耐腐蚀的材料作传热元件。（见回转式空气预热器、回转式空气预热器检修）

其他辅助设备检修见磨煤机检修、静电除尘器检修、辅机转子平衡、阀门检修。

guo lu jing ji yun xing

锅炉经济运行 (boiler economic operation)

锅炉机组在规定负荷及参数下保持最高效率及最低辅助动力消耗的运行，或称保持最高锅炉净效率的运行。锅炉机组运行的好坏在很大程度上决定了整个电厂运行的经济性。

随着锅炉负荷的高低，由于炉膛内燃料的燃烧工况、温度水平、各级受热面的沾污与热交换状态以及辅助动力消耗的不同，其运行经济性也各不相同。在整个锅炉运行负荷范围内，锅炉运行净效率最高的负荷称之为经济负荷。这一负荷的高低主要与设计及运行有关，通常在90%的锅炉额定负荷左右。在一定负荷下锅炉的净效率与给水温度、过量空气系数、一、二、三次风配比、最佳煤粉细度和受热面清洁程度有关。通常必须进行精细的燃烧调整试验，以求得各种负荷下的最佳运行工况，作为日常运行调整的依据，以保证锅炉机组的经济运行。

锅炉给水 锅炉的给水是由除氧器经过给水泵、高压加热器送来的，当高压加热器的运行情况改变时，将使给水温度发生变化。例如高压加热器解列，给水温度降低较多，若燃料量不变，则锅炉蒸发量下降，各级烟温降低，排烟温度下降，锅炉效率提高。若要维持一定的蒸发量，就必须增加燃料量，使省煤器前各级烟温均有所升高，省煤器和空气预热器的吸热量增加。若这时的负荷比较高，因炉膛实际的热负荷超过正常值，炉膛及其出口烟温升高，可能引起受热面结渣和沾污，使其后各部烟温有较大升高，锅炉效率下降。高压加热器解列，汽轮机抽汽减少，将导致整个机组经济性下降。

过量空气系数 锅炉送风量或烟道各部漏风量的变化，都会引起过量空气系数的变化。在一定负荷范围内，当燃料量不变而炉膛出口过量空气系数增加时，气体不完全燃烧和固体不完全燃烧损失（ q_1 、 q_4 ）降低。而排烟热损失 q_2 则始终随过量空气系数的增加而增加，故而当超过合理的过量空气系数时，将会使锅炉效率降低。同时，过量空气系数的增加将使送、引风机的电耗增加。但是，锅炉在低于最佳过量空气系数下运行是很不利的，此时，不仅会使 q_1 、 q_4 大大增加，还会导致炉膛内受热面结渣和腐蚀，影响锅炉运行的安全性。

通常，在高负荷运行时，由于炉膛温度高，燃料的着火与混合条件好，燃烧稳定。但此时排烟热损失 q_2 比较高。为提高锅炉效率，可根据燃料性质，适当降低过量空气系数，使 q_2 降低，送、引风机电耗减少，同时因烟速降低而使煤粉在炉内的停留时间相对增长，使不完全燃烧热损失不增加或增加很少，使锅炉运行的效率提高。

低负荷运行时，因炉膛温度较低，火焰充满度差，燃料着火与混合条件差，使不完全燃烧热损失较高，经济性差，为提高运行效率，可适当增大过量空气系数，减少 q_1 。

制粉系统和燃烧室的漏风量增加时，将对锅炉效率产生不利影响。烟道漏风量增加时，也将使排烟温度升高，锅炉效率下降。

一、二、三次风的配比 一、二、三次风的合理配比可使燃料着火迅速，燃烧完全，提高锅炉运行效率。当负荷较低时，合理起停制粉系统及合理分配各燃烧器间负荷同样可使运行效率提高。

煤粉细度 煤粉细度对锅炉的运行效率有直接的影响。煤粉加粗时，虽然制粉电耗降低，但固体不完全燃烧热损失增加。当煤粉过粗时，甚至影响燃烧的稳定性。因此，制粉系统必须保持最佳煤粉细度，即锅炉在此细度下运行时，燃料不完全燃烧热损失与制粉电耗和金属磨损的折算热损失之和为最低。对某些挥发分高的煤种，适当降低煤粉细度和过量空气系数，可做到灰渣可燃物不增加而排烟热损失降低，其结果使得锅炉运行经济性提高。

锅炉受热面的清洁度 锅炉各部受热面的结渣、积灰、沾污都将使换热效果变差，各部烟温升高。炉膛水冷壁的结渣还会使火焰发生偏斜，风粉混合变差等，这些都将使锅炉运行效率降低，因此，锅炉运行中必须进行合理的受热面吹灰。

guo lu lu qiang

锅炉炉墙 (boiler setting) 用耐火和保温材料等所砌筑或敷设的锅炉外包覆层。它与受热面炉壁

(水冷壁管、包墙管、顶棚管等)一起构成锅炉炉膛和对流烟道的外壳,对锅炉起到密封和保温作用。炉墙的内侧长期接触高温受热面或受高温烟气辐射和冲刷,因而内层要有足够的耐高温性能;炉墙外层要有良好的绝热保温性能,以降低锅炉的散热损失和炉墙的外表面温度。为了正确选用炉墙材料和确定其厚度,要作炉墙保温计算。

锅炉炉墙按所处位置分成垂直墙、顶棚墙。按承重方式分成重型炉墙、轻型炉墙和敷管炉墙三种结构。另炉墙上往往还依附有门孔等特殊部件。

重型炉墙 重量直接由地基承受。炉墙由零位基础一直砌筑到所需高度。因受炉墙结构稳定性和砌体高温强度的限制,炉墙高度常在12 m以下。一般由三层组成,内层为耐火砖,中层为保温层,外保护层为红砖。有时也可为两层(耐火砖和红砖),见图1。炉墙沿高度方向适当位置布置牵连结构,使内外层牵连成一体,牵连结构有金属构件牵连或用耐火砖牵连。为补偿炉墙内外层墙体热膨胀不均,在炉墙垂直方向和水平方向均应留出膨胀缝。重型炉墙一般总厚度为475~840 mm,主要用于小容量锅炉。

轻型炉墙 通过安装在锅炉护板上的铸铁托架将炉墙重量均匀传递到锅炉钢架上,因而炉墙高度不受限制,广泛用于中小容量电站锅炉。轻型炉墙有砖砌和混凝土两种结构。①砖结构轻型炉墙:由三层组成(图

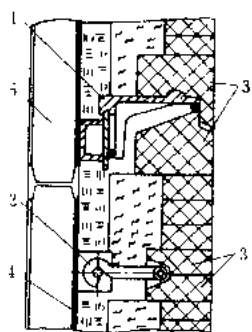


图2 轻型砖结构炉墙

- 1 铸铁托架; 2—铸铁拉钩;
3 异形砖; 4 薄铁板;
5—钢护板

2)。内层为耐火砖,中层为保温层,一般采用硅藻土砖,外层为低温保温层,采用导热系数较小的保温材料。沿高度方向每隔2~3 m左右布置一层托砖架,其上下均为异形耐火砖,两块异形砖之间留出膨胀缝,以补偿炉墙垂直方向的膨胀。在两排托砖架之间每隔0.5~1 m左右布置铸铁拉钩,以保证炉墙的稳定。炉

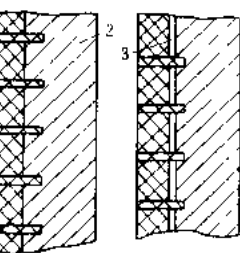


图1 重型炉墙

- 1—耐火砖; 2—红砖;
3—保温的空气层

墙的密封由护板外层的薄铁板来保证。②混凝土结构轻型炉墙:通过托架和拉钩由护板框架承受炉墙重量,

炉墙材料直接浇注在护板框架上。内层为一定厚度的耐火混凝土,中层为保温混凝土,外层为低温保温层。最外层一般都有薄钢板密封。以护板框架作为一个组合件,做成一块炉墙,炉墙经过养护以后,强度达到要求,然后连同护板一起吊装就位。每块护板炉墙安装就位以后,护板之间的部位要就地进行炉墙补浇。轻型炉墙厚度一般为240~380 mm。

当锅炉处在七级以上地震区时,托架和拉钩的距离缩小。

顶棚炉墙 按支撑方式分为悬吊式、敷管式和炉拱式。悬吊式顶棚炉墙:炉墙材料通过悬吊零件支吊在顶护板上。炉墙内层材料可以用耐火砖,也可用耐火混凝土。常见结构为炉墙通过铸铁吊架吊在炉顶护板上。吊架之间用圆钢构成钢筋网格,以固定耐火混凝土。炉墙外层材料为保温混凝土,顶板外层敷以薄铁板。

敷管炉墙 炉墙材料直接敷设并固定在水冷壁或包墙管(包括顶棚)围成的炉壁上,随金属管壁一起膨胀。敷管炉墙用于悬吊式锅炉,分为光管敷管炉墙和膜式壁敷管炉墙两类。①光管敷管炉墙:由耐火混凝土层、保温混凝土层、保温层和抹面层组成(图3)。炉墙材料的固定依靠焊在水冷壁管或包墙管上的支撑钩钉和外层敷设的铁丝网,铁丝网是通过压板将炉墙材料压紧后焊于支撑钩钉上。铁丝网上再敷设抹面层。炉墙可在地面与水冷壁管组合施工,待混凝土养护完成后,随组件起吊安装。炉墙厚度200~220 mm。②膜式壁敷管炉墙:用于炉膛及其对流烟道炉墙做成全焊膜式壁气密性结构。炉墙材料不直接接触高温烟气,因此不需要用耐火材料和密封层而仅用保温材料,通过保温钉、自锁压板、铁丝网把保温材料固定到膜式壁上。保温钉焊在膜式壁的鳍片或扁钢上(图4)。一般情况下炉墙表面都装设金属波纹外护板,以保护炉墙和使锅炉外观美观。炉墙厚度在150~200 mm之间,由于仅采用保温材料,炉墙重量可大大减轻。现代大容量锅炉广泛采用这种结构。

现代大容量锅炉炉墙与锅炉的整体结构息息相

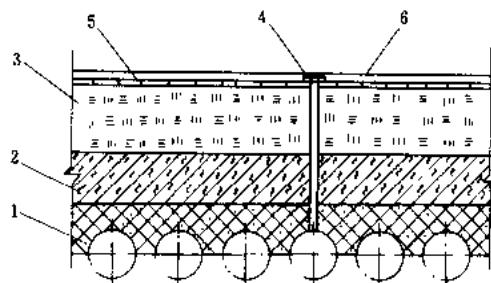


图3 光管敷管炉墙

- 1 耐火混凝土; 2—保温混凝土; 3 保温层;
4—支撑钩钉和压板; 5—铁丝网; 6—抹面层

关,尤其和锅炉水管系统的结构、锅炉构架形式关系密切。随着水管系统的变革,锅炉炉墙由重型炉墙、轻型炉墙、敷管炉墙发展到现在采用超轻质保温材料的保温炉墙,使炉墙荷重大大减轻,从而降低锅炉总荷重,节约钢材。采用超轻质保温材料还能使炉墙保温性能大大提高,岩棉制品与珍珠岩制品相比散热损失约降低45%。大容量锅炉的膜式壁结构形成良好的密封设计是超轻质保温炉墙发展的基础(见锅炉密封)。

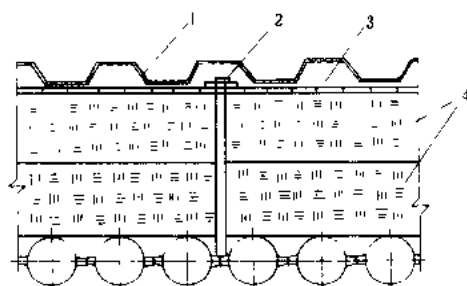


图4 膜式壁敷管炉墙

1—外护板；2—保温钉和自锁压板；3—铁丝网；4—保温材料

guolu lufang

锅炉炉膛 (boiler furnace) 锅炉中组织燃料燃烧的空间,也称燃烧室,是锅炉燃烧设备的重要组成部分。近代锅炉的炉膛除了要把燃料的化学能转变成燃烧产物的热能外,还承担着组织炉膛换热的任务,因此它的结构应能保证燃料燃尽并使烟气在炉膛出口处已被冷却到锅炉对流受热面安全工作所允许的温度。

不同的燃料和燃烧方式使炉膛结构有很大差异,典型的炉膛有悬浮燃烧炉膛、层式燃烧炉膛和流化床燃烧炉膛三类。悬浮燃烧广泛应用于大、中容量的锅炉(蒸发量 ≥ 35 t/h),煤粉燃烧锅炉和燃油、燃气锅炉的炉膛均属此类。层式燃烧受炉排尺寸限制,仅适用于蒸发量 ≤ 65 t/h的工业锅炉和小型电站锅炉,其炉膛容积较小,较多考虑的是用炉拱形成较好的燃料燃烧条件,以保证燃料燃尽。流化床燃烧是介于悬浮和层式燃烧之间的一种新型燃烧方式,燃料在流化床及悬浮段内进行燃烧,其炉膛由流化室和悬浮室组成。由于流化床强化了气固两相的热量和质量交换,为固体燃料的燃烧创造了良好条件,可燃烧多灰的劣质燃料,另在低温燃烧(床层温度不超过1000℃)条件下可有效抑制NO_x的生成,近年得到较快发展,目前世界上已投运的单台最大循环流化床锅炉容量达250 MW级。

随着锅炉容量的增大,炉膛尺寸也在增大。目前世界上单炉膛最大尺寸达33.84 m \times 15.5 m \times 58 m(美国1300 MW机组锅炉,燃烧器对冲布置);对于四角切向燃烧方式现已生产的最大尺寸为23.03 m \times

23.03 m \times 67 m(原苏联800 MW褐煤锅炉)。中国珠海发电厂717.3 MW机组锅炉炉膛尺寸为18.61 m \times 21.46 m \times 55.37 m。

基本热力特性 表征炉膛热力特性的基本参数有热功率、炉膛容积热负荷和炉膛截面热负荷。热功率是决定炉膛尺寸和其他特性参数的基本数值,它取决于锅炉的容量和效率,与燃烧方式和炉膛结构无关;后两者则更多地反映炉膛的设计特性,有时还以燃烧器区域壁面热负荷和炉膛出口烟气温度为补充指标,以判断燃料着火和燃烧的稳定性和炉膛出口以后的受热面能否安全运行。

分类 悬浮燃烧炉膛按燃烧器布置和火焰形式可分为切向燃烧、前墙燃烧、对冲燃烧、拱顶燃烧和炉底燃烧等多种类型。前三种炉膛广泛应用于燃煤、燃油和燃气锅炉中;拱顶燃烧只用于少数具有U形或W形火焰的煤粉燃烧锅炉;炉底燃烧则只在少数燃油燃气炉中采用。

煤粉燃烧炉膛按排渣方式可分为固态排渣和液态排渣两类。固态排渣炉膛底部由前后墙水冷壁以很大倾角(50°~55°)向下收缩而构成的冷灰斗,用以凝固炉膛内坠落的熔融灰渣和使之排出炉膛。液态排渣炉膛有开式、闭式和半开式之分,开式指四壁垂直上升的炉膛,闭式在出口布置有捕渣管组,半开式是在炉膛中下部具有由前后墙水冷壁管向内弯曲形成的缩腰,以便在下炉膛内(缩腰以下部分)获得较高的炉温和捕渣率。液态排渣炉膛底部为水冷壁管及上铺耐火材料构成的水平或微倾斜熔渣池(见液态排渣炉膛)。

少数煤粉锅炉炉膛中间,沿纵向设有双面露天水冷壁,将炉膛分隔成两个部分,故称双炉膛锅炉。

按工作压力炉膛可分为负压和微正压两种。负压炉膛出口处保持零至数十帕的负压,锅炉既装有引风机以克服锅炉尾部装置和烟道的阻力,也装有送风机以克服风道、空气预热器和燃烧器等阻力,故又称平衡通风。微正压炉膛的锅炉装有高压头送风机,不设引风机或仅作备用,炉膛在微正压(可达数千帕)下运行。微正压煤粉炉膛的密封性较难解决,目前已很少采用,燃油和燃气微正压炉膛则应用较多。

形状与尺寸 炉膛的形状、尺寸与燃料种类、燃烧方式、燃烧器的布置、火焰形状和行程等一系列因素相关,它应满足的基本要求是:①应具有足够的空间,确保燃料燃烧完全;②炉内空气动力工况良好,火焰不贴壁、不冲墙,充满度高,壁面热负荷均匀;③炉内温度场合理,有利于燃料着火和稳定燃烧,且能保证蒸发受热面水力安全可靠;④能布置一定数量的受热面,将炉膛出口烟温降低到允许值,保证炉膛之后的受热面不结渣;⑤对燃料适应性强。

炉膛截面系指炉膛的水平横截面。对于四角切向燃烧,为保证切圆的形成和气流不贴边,要求采用正方形或宽深比 ≤ 1.2 接近正方形的炉膛。对配风磨煤机直吹式系统的大容量燃用褐煤的锅炉,也有采用多角切圆正多边形(六边、八边、……)炉膛的,其边数等于磨煤机台数。对燃烧器前墙布置或前后墙对冲布置的锅炉,炉膛截面多呈长方形,其宽深比可按布置燃烧器的需要选定。此时炉膛宽度和单只燃烧器的热功率和每层燃烧器的只数有关,而炉膛深度在燃烧器前墙布置时应避免火焰冲刷后墙。燃烧器前后墙布置时,应防止前后两股火焰强烈冲撞。炉膛截面积的大小取决于炉子的热功率及设计选用的炉膛截面热负荷(见炉膛热力特性)。炉膛截面的周长和截面积有关,但还应满足水冷壁管内许可质量流速的要求,以确保锅炉水动力可靠性。

现代电站锅炉的炉膛高度远大于其宽度或深度,具体取决于锅炉热功率、炉膛容积热负荷、炉膛截面热负荷和燃烧器沿炉膛高度的布置位置等。一般讲,最上排燃烧器中心标高到炉膛出口窗中点或过热器屏底的垂直距离表征火焰的最小行程长度,它与燃料在炉膛内停留时间的长短直接相关,因而必须与所燃用燃料的特性(可燃性、结渣性等)相适应,保证燃料达到基本燃尽,且烟气能冷却到要求温度。最下排燃烧器中心标高到冷灰斗转折点的距离,对采用摆动式燃烧器的炉膛尤为重要,它应能保证当燃烧器向下摆动最大角度时,最下排燃烧器喷出的燃料气流不致冲刷冷灰斗斜面而造成结渣或烧坏冷灰斗炉管。

II形布置锅炉的炉膛,为增加其火焰充满度,后墙上部多设有形似鼻子的折焰角。对大容量煤粉炉,折焰角的深度约为炉膛深度的20%~30%。

炉膛容积的边界指水冷壁管中心线所在平面或炉墙壁面。上部出口烟窗以对流管束第一排管或屏式过热器(再热器)第一排管中心线平面为界(屏间净距离 $\geq 457\text{mm}$ 的前屏包括在炉膛内,但俄罗斯仍以700mm为界);炉顶以顶棚管中心线所在平面为界,底部以冷灰斗半高平面或炉底水冷壁管中心线所在平面为界。某些国家的锅炉制造厂计算炉膛容积时考虑冷灰斗的全部容积。

al. buluyong naire heirongang

锅炉炉用耐热合金钢 (heat resistant alloy steel for boiler) 锅炉内与火焰及烟气直接接触的而不能用水冷却的高合金钢吊挂、卡具、吹灰器及燃烧器等构件用钢的总称,为合金钢按用途分类的名称;在火电厂俗称锅炉用耐热合金,属高合金钢。这些构件在1000℃左右高温下长期工作,要求所用钢材有优良

的高温抗氧化性能、耐烟气腐蚀及高的热强性能,以铁为基,通常合金元素的含量达20%以上。其组织多为铁素体或奥氏体。常用的锅炉炉用耐热合金钢的钢号、特性及其用途列于表中。

常用锅炉炉用耐热合金钢号表

钢 号	主要特点	用 途
1Cr25Ti	铁素体钢,具有良好的抗氧化性和抗硫酸腐蚀性	锅炉吊杆、吹灰器等低应力构件,最高使用到1100℃
3Cr18Mn12Si2N 2Cr20Mn9Ni2Si2N	奥氏体钢,有较好的抗氧化性和抗渗碳性,有时效脆性,但高温下韧性仍较好,可进行剪切、冷热加工与焊接	锅炉吊杆、最高使用温度约1000℃
2Mn18Al5SiMoTi	奥氏体钢,抗氧化性较好,可进行剪切冲压,焊接性能尚可	850℃以下的锅炉吊挂
1Cr20Ni14Si2	奥氏体钢,有良好的抗氧化性、塑性与焊接性	1000℃以下的吊挂,炉内构件
1Cr25Ni20Si2	奥氏体钢,有良好的抗氧化性、抗疲劳性,组织稳定	1200℃以下的炉用耐热构件

中国于20世纪80年代后研制开发了含镍较高的铬镍奥氏体型耐热钢,如ZGCr20Ni14Si2N及高铬低镍稀土奥氏体型耐热钢如ZG8Cr26Ni4Mn3NRe等,主要用于制造喷燃器火嘴及预热器配件。

guoli manshui

锅炉满水 (boiler over feed-water) 运行中的锅炉因给水流量大于蒸汽流量引起锅筒或汽水分离器(直流锅炉或控制循环锅炉)满水的事故。有轻微满水和严重满水之分,前者水位虽超过锅筒或汽水分离器允许水位,但未达到水位过高或水位计上能见到水位。后者达到过高水位或水位计满水见不到水位。锅炉满水危害很大,轻微满水会引起汽水分离效果变差,蒸汽含盐量增加,过热汽温下降;严重满水使过热器进水,蒸汽温度急剧下降,蒸汽管道发生水冲击,引起管道振动,管道支吊架损坏,甚至造成汽轮机水冲击等事故。

满水原因及事故现象 常见原因是:①给水自动调节装置失灵,采取措施不当;②给水泵转数控制失灵,给水泵转数过高;③锅筒或汽水分离器水位、给水流量、蒸汽流量或汽轮机负荷测量不准确,造成误判断;④汽轮机加负荷速度过快,锅筒安全门动作或高压

旁路突然开启,造成锅炉汽压骤降,锅筒或汽水分离器水位上升;⑤手动调节给水操作不当,常见现象是:①锅筒或汽水分离器各水位表水位上升,水位高报警;②给水流量大于蒸汽流量(直流锅炉为瞬态过程);③低温过热器出口温度下降;④水位过高保护动作停炉;⑤蒸汽压力、蒸汽温度骤降,蒸汽管道发生水冲击,汽轮机发生水冲击。

事故处理原则 发现轻微满水后应立即解除给水自动调节装置,降低给水泵转数或关小给水调节阀,减少给水流量,开锅筒或汽水分离器放水门,降低过热器减温水流量保持汽温;严重满水时应立即停炉,严密监视水位,水位计重新出现水位后保持正常水位。待事故原因查明并消除后,锅炉重新启动,恢复正常运行。

guolu mifeng

锅炉密封 (boiler seal) 在锅炉受热面本身和各受热面相互间以及各穿墙管处装焊金属密封件,以有效防止炉膛和烟道泄漏的结构措施。锅炉做到全密封乃是超轻质保温炉墙得以实现的先决条件,而锅炉有了膨胀中心(见锅炉膨胀中心)又是做好密封设计的前提。因为有了膨胀中心和锅炉各部位的温度分布,才可计算出各部位的膨胀位移量,为密封设计提供可靠依据。

锅炉密封广泛采用的措施有:①对大面积的锅炉受热面包括炉膛、包墙及顶棚部分采用膜式壁结构,对密节距光管管排结构,用内护板实现整体大面积的密封,即紧贴管子背火面敷设一层密封钢板。②对节距较大的穿墙管部位常采用梳形板密封结构,此时必须考虑到梳形板焊接有足够的施焊空间。③穿墙管部位更多的是采用梳形套管密封结构,梳形套管兼具梳形板和保护套管的双重作用,其最大优点是在地面(或制造厂)可预先将梳形套管焊接在穿墙管上,并可进行热处理。④顶棚管与炉膛四周墙之间采用柔性密封结构,用薄壁的弯板连接顶棚和炉膛四周炉墙,借弯板的柔性补偿相互间的膨胀差,这些部位多采取两道柔性密封,以确保密封质量。⑤燃烧器与水冷壁之间的密封分为焊接和滑动两种。当燃烧器与水冷壁采用焊接固定时,燃烧器的重量可全部或部分由水冷壁承受,燃烧器随水冷壁一起向下膨胀,这时与燃烧器相连接的煤粉管道上应有补偿器吸收燃烧器的膨胀位移。当燃烧器不随水冷壁运动时,燃烧器与水冷壁之间应有滑板密封装置,保证水冷壁能上下移动。其结构特点是有由两块厚钢板构成的密封滑动面。分别属于封焊在水冷壁上的密封罩壳和燃烧器本体。厚板间四周用石棉绳密封并压紧,两个平面之间有蝶形弹簧压紧,还有滚轮装置,水冷壁向下膨胀时可通过滚轮引导。⑥门孔处的密

封处理,首先是在让管处补焊鳍片,尽量减少门孔处的暴露面积。门孔装置固定在门孔密封罩壳上,密封罩壳焊在受热面管子上。各种门孔本身用自重压紧、水封、气封等方法进行密封。⑦炉底冷灰斗和除渣装置之间采用水封装置进行密封。水封槽置于除渣装置上缘,水封插板装在水冷壁下集箱或下部水冷壁上,再插入水封槽内。水封槽内有进出水管,确保水封槽的水位和冲刷积存的灰垢。

guolu paiyan jianwe

锅炉排烟监测 (boiler flue gas monitoring)

用国家规定的测试方法测定和监视排烟中污染物浓度的工作。通过对锅炉排烟的监测,可以判断其是否符合国家规定的排放标准,评价烟气净化装置的效果,并据此制订改进措施。烟气中有多种污染物,优先监测哪些污染物,应根据它们对环境的危害程度、是否已有准确可靠的监测方法,以及国家是否已有排放标准或其它规定等三条原则综合考虑确定。

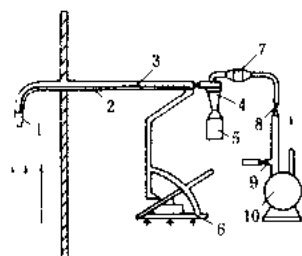
监测项目 当前,排烟监测项目以烟尘(粉尘)、 SO_2 、 NO_x 为主,并同时测定烟气流(标准状态)通过计算,可进一步确定烟尘、 SO_2 和 NO_x 不同取值时间的排放量。

烟气采样监测 不论是间断监测还是连续监测,首先要解决的问题是采集有代表性的样品,以保证监测数据的可靠性。采样方法或采集系统应根据污染物的不同特性进行选择。烟气中的粉尘颗粒大小不一,它们的运动特性和浓度分布各异,必须采用多点等速采样方法,且采样位置必须优先选择在垂直烟道,避开烟道弯头和断面等急剧变化的部位,即优先选择在流场稳定、烟气混合均匀的部位。多点系指将烟道分成适当数量的等面积同心圆,各测点选择在各环等面积中心线与呈垂直相交的两条直径线的交点上。按烟道直径不同,可选择1~5个等面积环、1~2个测量直径、1~20个测点进行测定。等速系指在每一采样点上,以该点烟速相同的速度抽取的烟气样。气态污染物 SO_2 和 NO_x 与烟尘不同,它们在流通断面上的浓度分布一般比较均匀(除漏风区或死角处),采样位置只要避开涡流区,在选取的断面上中心点附近抽取烟气即能得到有代表性的样品。

间断监测 是定期、定点在现场采样,一般在实验室进行分析定量。它的优点是定量准确,一般用于鉴定净化装置的性能和校验连续自动检测仪的准确性。它的缺点是不能及时反映污染物排放的变化情况,不能满足当前环境监督、管理和控制的要求,工作量大,对人员的技术要求较高。

烟尘测定方法如图1所示,经等速采样后烟尘收集

在烟尘收集罐内，称重后即可计算烟尘浓度。一般需重复取样数次，取平均值。



平衡型烟尘等速采样
装置示意图

1—取样嘴；2—传压管；3—
取样管；4—旋风分离器；5—烟
尘收集罐；6—微压计；7—过
滤器；8、9—调节阀；10—
抽气泵

气态污染物 (SO_2 和 NO_x) 采样时通过带有过滤头的采样管，将污染物收集在吸收瓶中的吸收液中，然后用国家规定的方法对吸收液进行测量，再计算其在烟气中的浓度。 SO_2 和 NO_x 分别采用不同的吸收液。

连续检测 是指连续地、实时地测定锅炉排烟中的污染物浓度，全年有效监测时间一般不低于发电机组运行时间的80%。它可及时地掌握排烟中污染物的排放情况，并在出现超标排放时及时地采取控制措施，防止造成环境污染。美国、日本、德国等国家现代电站锅炉都装有 SO_2 、 NO_x 和烟尘连续自动监测系统。为有效地控制火电厂大气污染物的排放，我国 GB13223-1996《火电厂大气污染物排放标准》规定，在酸雨控制区和二氧化硫控制区内的火电厂和其它地区建有烟气脱硫设施的火电厂应装设二氧化硫连续监测装置，300MW 以上机组应装设氮氧化物连续监测装置，1997年1月1日起批准环境影响报告书的新、扩、改建的火电厂应装设烟尘连续测量装置。

烟气连续监测系统有采样部分、分析仪器、数据采集及传送等几部分组成，可迅速收集和处理监测数据，并提供各种形式的报表、图形。系统要在严格质量控制下运行，除监测仪器具有自动校准等功能外，还需用标气或国家规定的标准方法进行定期校准和标定，以保证监测数据的准确性。

有许多连续自动监测仪表已商品化，不但品种型号繁多，而且它们的测量原理亦不相同。如用于监测 SO_2 的有：紫外荧光法、红外吸收法、紫外吸收法等；用于监测 NO_x 的有：化学发光法、脉冲荧光法等；用于监测烟尘的有：激光浊度法、光线散射法等。选择仪器时，除考虑仪器自身的性能外，还应考虑锅炉排烟温度、湿度、成分、共存物质的干扰性、污染物质浓度等因素。

guolu paizha

锅炉排渣 (boiler slag removal) 为保证锅炉连续安全运行必须将炉渣不断从燃烧室排出。燃煤

锅炉多数采用固态排渣，也有少数采用液态排渣，排渣量与锅炉容量、煤种及燃烧方式有关。锅炉排渣率主要取决于锅炉燃烧方式，同时也受燃料种类的影响。不同燃烧方式的锅炉排渣率如表。

锅炉排渣一般有水力排渣和机械排渣。水力排渣是利用水力排出炉渣的方式，常用的设备主要有水力排渣槽、水封斗式排渣装置。机械排渣是灰渣落入锅炉冷灰斗下的水封槽，利用机械设备捞出并输送炉渣的方式，主要设备有刮板捞渣机、螺旋出渣机和圆盘出渣机等，通常可根据锅炉燃烧方式和排渣方式进行选用。

固态排渣炉排渣 炉内炽热固态炉渣经炉膛冷灰斗排渣口进入炉下专用排渣装置中。通常经过熄火、淬冷破碎后由排渣装置用各种方式排至炉外灰沟或送入除灰系统，最后输送到灰场或用户。最常用的排渣设备是水力排渣槽、水封斗式排渣装置和刮板式机械排渣装置。大型锅炉多用后两种。

不同燃烧方式锅炉的排渣率 (%)

燃料 方式	层式 燃烧	流化床燃烧		悬浮燃烧			
		泡床	循环床	固 态 排 渣	液 态 排 渣		
					开式和半开式 液态排渣炉	立 式 旋风炉	卧 式 旋风炉
排渣率	70~90	40~50	10~40	5~10	15~40	60~80	80~90

液态排渣炉排渣 当燃用灰融化温度低于1450℃低灰熔点煤时才采用液态排渣锅炉。在开式和半开式液态排渣炉的炉膛中，或旋风炉的燃烧室中，黏附在壁面上的液态渣膜汇流于炉底熔渣池。液态渣从出渣口流出，由渣井落入粒化水箱，经急冷凝固裂化成为玻璃质的固态渣粒，用斗式、刮板式捞渣机或圆盘出渣机等除渣装置将其定期或连续地排出炉外。

层燃炉排渣 经破碎的煤用人工或机械方法置于固定或可动炉排上燃烧时，煤中大部分灰分留在炉排上形成火床炉的炉渣。对于固定炉排或手动炉排锅炉，由于容量和渣量都很小，一般在用人工定期拨火时从炉门排出。对链条炉、推饲炉、振动炉排炉的可动炉排，其炉渣主要由炉排运载至炉排尾端并排至锅炉后部渣斗，与炉排下面渣斗灰渣一道进入下部排渣装置进行破碎、熄火、淬冷，而后排出炉外。排渣设备多用可碎推式（又称马丁式）出渣机，也可采用圆盘出渣机和螺旋出渣机。

流化床锅炉排渣 见冷渣器。

增压流化床锅炉排渣装置 见排灰渣装置。

guolu pengzhang zhongxin

锅炉膨胀中心 (boiler expansion center)

对大中容量悬吊式锅炉人为地设置的膨胀零点。要求这一位置不产生任何方向的位移。无论从保证锅炉密封还是对锅炉进行系统应力分析都要求设置膨胀中心,以便在查明锅炉各部分温度分布后,就可以计算出在该状态下锅炉各位置的膨胀位移量。

膨胀中心的位置根据锅炉的布置型式来决定。对于悬吊式锅炉,在上下方向上总是设在炉顶吊挂装置的固定螺母处;左右对称布置的锅炉,膨胀中心一般都在对称中心线上;膨胀中心在前后方向上的位置和锅炉的布置形式关系很大,单烟道锅炉多在炉膛中心线上,联箱布置在炉前的箱式油炉多在前水冷壁之后附近,双烟道锅炉多在后水冷壁附近。

导向装置是实现膨胀中心的专用限位结构。由于锅炉为全悬吊结构且质量很大,在垂直方向上,受热面系统和燃烧设备(固定在水冷壁上)都向下自由膨胀,在锅炉前后和左右方向上,则依靠导向装置来引导。在前后水冷壁中心处和前后包墙中心线处的刚性梁上,常沿炉高设置三至四道导向装置,使它只限制锅炉左右方向的位移而不限制前后方向的位移(通过预留足够的间隙来实现);同样道理,前后方向膨胀中心的位置,则设在侧水冷壁刚性梁上,并装设导向装置,使它只限制锅炉前后方向的位移而不限制左右方向的位移。由于导向装置限制了锅炉在某个方向上的位移,所以当锅炉受到温度变化、地震、风力的影响就会对导向装置产生作用力,这就是导向载荷。在构架设计中必须有可靠的手段将导向载荷传递给基础。

锅炉汽温调节

(boiler steam temperature control)

在锅炉运行中,控制锅炉过热器和再热器出口汽温,使其稳定在规定范围内的手段。随着锅炉负荷、燃料性质、给水温度、炉膛出口过量空气系数和出口烟温的变化,过热汽温和再热汽温会发生较大的波动,同时锅炉给水量、燃料供给量和送风量的扰动也会引起汽温波动。

表中示出过热器呈对流特性时各种因素对汽温的影响。汽温过高或偏低,均将对热力设备的安全性和经济性带来不利影响。因此必须设置可靠的汽温调节装置。

汽温调节方法 汽温调节方法可分为蒸汽侧和烟气侧两类。蒸汽侧有面式减温器、喷水减温器、汽—汽

过热器呈对流特性时
各种因素对汽温的影响

影响因素	汽温的变化 (°C)
锅炉负荷 $\pm 10\%$	± 10
炉膛过量空气系数 $\pm 10\%$	$\pm (10 \sim 20)$
给水温度 $\pm 10^\circ\text{C}$	$\mp (4 \sim 5)$
燃煤水分 $\pm 1\%$	± 1

热交换器和蒸汽旁通等调温方法。烟气侧有烟气再循环调温、烟道挡板调温和摆动式燃烧器调温等。其基本要求为:①调节惰性或延迟时间小;②调节范围大,以便在 $100\% \sim 60\%$ 额定负荷或更低的范围内,能维持汽温为额定值;③调温设备结构简单可靠;④对热力系统效率的影响要小。

面式减温器 一种管式热交换器,系利用管内锅炉给水冷却管外蒸汽的调温装置。其主要优点是水与蒸汽不直接接触,对冷却水水质无特殊要求。但调节时滞大。冷却水一般采用与省煤器串联布置的方式(图1)。根据面式减温器内冷却水管的结构形式可分为:U形管式(图2)和套管式减温器。

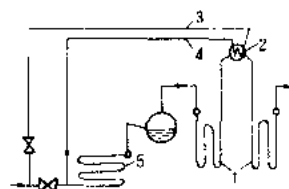


图1 面式减温器与省煤器串联连接系统
1—过热器;2—减温器;3、4—冷却水进口及出口;5—省煤器

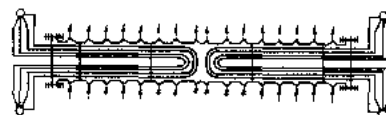


图2 U形管面式减温器

蒸汽旁通调温 通过改变再热器的旁通蒸汽流量

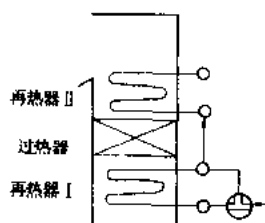


图3 蒸汽旁通法
调节再热汽温

以调节再热汽温的方法。将再热器分为两级,调节级布置在烟道的低温区,两级间用其他受热面相隔(图3)。增减旁通蒸汽量时,即可使再热汽温降低或升高。这种调温方式目前很少使用。

喷水减温器 将水直接喷入过热蒸汽或再热蒸汽中进行减温的装置。(见喷水减温器)

汽—汽热交换器 利用过热蒸汽加热再热蒸汽的热交换设备,用于再热汽温的调节。(见汽—汽热交换器)

烟气再循环调温 通过送入炉膛下部的低温再循环烟气,改变辐射与对流受热面吸热量比例,进行汽温调节的方法。(见烟气再循环调温)

烟道挡板调温 利用改变分隔开的平行烟道中烟气流量的方法来调节汽温。(见烟道挡板调温)

摆动式燃烧器调温 利用燃烧器上下摆动,改变火焰中心沿炉膛高度的位置,使炉膛出口烟温变化,来调节再热和过热汽温。(见摆动式燃烧器调温)

汽温调节方法的选择 与锅炉机组的型式、锅炉

参数、燃料种类、过热器和再热器的布置位置及辐射与对流吸热分配比例有关。还应考虑锅炉运行的可靠性、经济性、调温装置的成本和汽温调节的灵敏度等。

中低压锅炉,一般采用面式减温器调节过热汽温。如果给水品质较好,采用给水喷水调节过热汽温也是可行的。

高压及以上锅炉一般采用喷水调温。对自然循环锅炉常采用二级喷水,第一级喷水布置在后屏过热器前,保护后屏的安全;第二级喷水布置在末级过热器前,以保证过热器出口汽温的稳定性。喷水量一般为锅炉额定负荷的3%~5%。锅炉给水品质好,可直接用

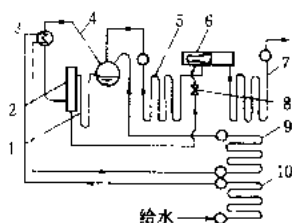


图4 自制冷凝水
喷水减温系统

1 溢水管; 2 储水器; 3- 冷凝器; 4 饱和蒸汽; 5、7- 过热器蛇形管; 6 喷水减温器; 8 喷水调节阀; 9、10 省煤器

给水作为喷水。给水品质较差时,可以采用自制冷凝水作为喷水。自制冷凝水喷水减温系统见图4,利用给水将部分饱和蒸汽冷凝,然后将这部分凝结水通过文丘里管喷入减温器中调节过热汽温。直流锅炉过热汽温的调节,除了用给水-燃料比作为粗调外,一般采用三级喷水,第一级喷水布置在低温对流过热器之前,控制中间点的温度,超前调节过热汽温;第二级喷水在后屏过热器前;第三级喷水设在末级过热器之前。设计喷水量约为直流锅炉额定蒸发量的5%~8%。对于对流特性较强的过热器系统,可以用烟气再循环与喷水相结合的方法调节过热汽温,喷水作为细调手段。对于辐射特性较强的过热器系统,可以采用摆动燃烧器与喷水相结合的方法,喷水用作细调手段。

再热汽温调节方法的选择与再热器布置的位置有关。对接受辐射热较强的再热器系统,常采用摆动式燃烧器调温;布置在对流烟道中的再热器系统,可用汽-汽热交换器、烟气再循环或烟道挡板调节再热汽温,喷水作为备用或细调手段。此外还可采用蒸汽旁通法。设计中一般不考虑正常运行时投入减温水,因为喷水会使热力循环的效率降低。当采用汽-汽热交换器调节再热汽温时,过热器系统应具有较强的辐射换热特性,以利汽温调节。

为了保证再热器运行的安全性,一般都在再热器入口管道上装事故喷水减温器。

strength) 锅炉本体(除锅炉构架外)构件在设计参数下获得长期安全工作的力学性能。为区别起见,将主要由热应力引起的锅炉构件间相互作用所产生的强度问题称为锅炉系统强度,其余称为锅炉受压元件强度。

就锅炉强度的设计方法来分类,主要可分为以当量应力为基础的锅炉受压元件强度计算方法和以应力分析为基础的应力分析计算方法两种。

受压元件强度计算方法 所用公式系根据理想构件导出,用以确定锅炉构件的基本尺寸。因而是强度计算的一种基本方法。中国遵循现行的国家标准GB9222-88《水管锅炉受压元件强度计算》的有关规定进行锅炉受压元件设计。

应力分析计算方法 一种比较先进可靠的强度设计方法。首先对元件在不同类型的载荷作用下所产生的应力按载荷特性分类,再按不同类型应力对元件的不同破坏作用分别予以控制。

由于不同性质的载荷引起的应力对锅炉元件的破坏作用不同,故将应力分为三类:一次应力、二次应力和峰值应力。

一次应力 由非自限性载荷引起的应力。如受压元件的内压、外压、重力、爆炸力、地震力、风力和雪载等。长时间作用的载荷(如重力、内压、外压、雪载等)称为恒载荷,而短时间作用的载荷(如地震力、风力、爆炸力等)称为瞬时载荷。由于瞬时载荷持续作用的时间短,通常对其应力控制予以放宽。另外应力分布规律的不同也会造成对元件的不同破坏作用。例如:吊杆和薄壁管受内压引起的应力是均匀分布的,而梁弯曲引起的应力是线性分布的,前者较后者具有较大的危险性,所以其强度的限制条件也不同。强度条件为: $\sigma_m \leq [\sigma]$; $\sigma_1 \leq 1.5 [\sigma]$; $\sigma_b \leq 1.5 [\sigma]$; $\sigma_m + \sigma_b \leq 1.5 [\sigma]$; $\sigma_1 + \sigma_b \leq 1.5 [\sigma]$, 式中 σ_m 为总体一次薄膜应力, σ_1 为局部一次薄膜应力, σ_b 为一次弯曲应力, $[\sigma]$ 为材料许用应力。

二次应力 由自限性载荷引起的应力。如不均匀温度场、约束位移及过盈装配等载荷所引起的应力。而这些应力在约束放松后会自行消失,所以它们是自限在一个系统内。二次应力对元件的破坏较一次应力要小得多。理论指出,二次应力和一次应力的总和在二倍屈服限内结构会组成一个安定系统而不导致破坏。二次应力的强度条件: $\sigma_1 + \sigma_b + Q \leq 3 [\sigma]$, 式中 σ_1 为局部一次薄膜应力, σ_b 为一次弯曲应力, Q 为二次应力。

峰值应力 由于元件的刚度突变或内部缺陷而导致应力分布极不均匀(即应力集中),对其局部出现的高应力称为峰值应力。它不会导致元件的立即破坏,而是在这种高应力的反复作用下,该处会产生裂纹而导

jiu qiangdu

锅炉强度 (boiler constructional component



致疲劳破坏。采用实测或根据试验与统计方法规定一个应力集中系数,由平均应力乘以该系数即得到峰值应力。另外,由于构件内温度场的变化导致金属间存在温差,从而产生的热应力,也属于峰值应力。

为计算热应力,需求得在任意时刻金属内部温度场的分布规律。即要求解带有一定初始条件和边界条件的温度场变化规律 $T=T(t, x, y, z)$ 。这类问题可用带有一定初始条件与边界条件的热传导方程的封闭解,采用差分法在计算机上完成,也可采用大型有限元分析程序求解。

安定性分析 对受有重复加载的锅炉构件所作的疲劳分析。这里与其他机械行业中高速旋转轴的疲劳有一个显著的区别就是交变应力(应变)变化的频率不同。锅炉中出现的疲劳问题是在超过屈服限的应力作用下循环次数通常不超过 10^5 次,所以称为低周疲劳(见疲劳)。低周疲劳寿命的计算方法是采用寿命消耗来评价元件的安全性的。由于应力(应变)变化幅度值是直接影响疲劳寿命的主要因素,所以引入《循环》这一概念。循环就是要将应力(应变)变化幅度进行分组,只有一定应力(应变)幅度变化的量是由一个包含有应力(应变)峰值与谷值这两个状态构成的,包括这两个状态的过程组成了一个循环。每个循环有一定的寿命,超过此寿命就不能保证元件的安全工作。这一应力变化幅度所具有的寿命是经过大量试验和数理统计再引入一定的安全系数得出的,它规定在疲劳曲线中。低周疲劳采用 $\frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \dots + \frac{n_i}{N_i} \leq 1$ 来评价元件的疲劳寿命。式中 n_i 为第 i 种循环的设计寿命; N_i 为第 i 种循环的允许寿命; $\frac{n_i}{N_i}$ 为第 i 种循环的寿命消耗。在疲劳计算中应力(应变)变化幅度为所有各种载荷引起的应力(应变)的变化值。通常采用第一或第三强度理论校核。

带缺陷构件评估 锅炉元件中由于材料的缺陷或工作中的损伤,这些带伤元件的剩余寿命分析是很重要的。可采用断裂力学方法在大型计算机上进行分析(见断裂力学)。

jué lú rán liào

锅炉燃料 (fuel for boiler) 供锅炉通过燃烧释放热能的可燃物。在常压常温下有固体、液体和气体燃料之分。固体燃料主要是煤和油页岩,某些固相废弃物亦可作为锅炉燃料。液体燃料主要是以重质石油产品为主要成分的燃料油,柴油亦用作锅炉辅助燃料。气体燃料主要是天然气、焦炉煤气、高炉煤气、液化石油气。

锅炉燃料的利用和资源开发密切相关。18 世纪蒸

汽机出现后,人类开始使用锅炉产生蒸汽作为动力,煤炭成为主要工业能源。1860 年至 1920 年煤炭生产迅速上升,产量增加了六倍。20 世纪 50 年代以来,石油和天然气的大量开发和利用,世界燃料构成发生了明显变化,至 1975 年石油占 47%,天然气占 19.6%,煤占 32.5%。至 1985 年石油比重有所降低,占 41.6%,天然气占 23.14%,煤占 35.26%。从长远看,由于石油和大天然气的储量有限,煤炭在世界能源消费中的地位将愈来愈重要。据预测,至 2020 年,世界化石燃料能源比 1985 年将增长 40%~65%,煤将恢复至首位,占 38.5%~40.7%,石油占 37.76%~35.61%,天然气占 23.7% 左右。

中国发电燃料以煤为主,只是在 70 年代初,石油产量增长很快时建设了一批燃油电厂,后期已不再提倡。据 1998 年统计数字,中国发电(包括供热)用燃料消耗量为原煤 47089×10^4 t,原油 1137×10^4 t,天然气 1169835×10^4 m³。

燃料与锅炉 锅炉的结构和燃烧系统随燃用固体、液体和气体燃料而异。液体和气体燃料燃烧反应能力强,燃烧产物洁净,在锅炉中燃烧强度较高,可使锅炉结构紧凑、体积小、重量轻。而且,燃料入炉前处理系统简单,炉后不需要除尘、除灰设备等,因此,电厂建设的单位投资和维护费用低,锅炉效率和运行可靠性以及环境保护性能都优于同等条件的燃煤机组。煤的燃烧反应能力较差,必须破碎成颗粒或磨制成煤粉后再送入锅炉燃烧。煤中灰分,在高温下熔化或软化具有黏结性,常导致炉膛结渣和受热面污染。灰颗粒随烟气冲刷受热面会引起受热面磨损,在烟气排入大气之前还必须除尘。这些因素不但影响到锅炉运行的可靠性和经济性,还使电厂的燃烧系统复杂、设备繁多,锅炉结构庞大,造价和维护费用增高。即使同为燃煤机组,当煤的燃烧性能和沾污特性以及水分、灰分、硫分、发热量等差异较大时,锅炉及其辅助设施的设计、运行可靠性和经济性也有很大不同。因此,研究燃料特别是煤的理化特性和燃烧特性至为重要,锅炉设计和运行必须适应这些燃料特性,即进行“煤质特性与锅炉特性耦合系统工程”的研究,并采取相应措施保证燃煤锅炉运行的可靠性和经济性。

燃料燃烧与环境污染 化石燃料化学组成中的硫和氮以及所含的矿物质,在燃烧过程中会生成二氧化硫、氮氧化物和粉尘,并随烟气排入大气,因此,不论液体、气体或固体燃料的燃烧都会不同程度地污染环境,而以燃煤的危害最严重。为了保护环境,世界各国政府都以法令形式规定了限制污染物排放的限值。为此,锅炉设计应根据不同的燃料特性采用不同的燃烧方式和燃烧设备来减少 SO₂ 和 NO_x 的生成,或者采用

炉前、炉内和烟气脱硫、脱硝以及采用高效率的除尘设备来达到烟气排放的各项标准（见烟气排放控制）。采用这些措施会使火力发电厂的投资和运行费用增加，但从改善生态环境出发，这样做是必要的。

qi gu ran shao

锅炉燃烧 (combustion in boiler furnace)

将制备好的燃料与空气一起送进锅炉炉膛，在一定的温度和时间条件下产生剧烈氧化，发出光和热，并生成燃烧产物的过程。锅炉燃烧不单纯是化学反应，同时还存在流动、传热、传质等物理现象，并与化学反应相互影响。

锅炉所用燃料可分为液体、气体和固体燃料。气体燃料燃烧前不需要制备；通常液体燃料的制备主要是加温，以提高其流动性和雾化性能；固体燃料燃烧前的制备，视燃烧方式的不同，可包括破碎、干燥、研磨、分离与输送等。锅炉中液体燃料最常见的燃烧方式是燃料通过雾化器雾化后的液雾燃烧。固体燃料煤的燃烧主要有层式燃烧、流化床燃烧（沸腾燃烧）以及悬浮燃烧和旋风燃烧四种方式。

燃料的燃烧过程可分为着火、燃烧和燃尽三个阶段。由缓慢氧化状态转变到高速燃烧状态的瞬间过程称为着火，转变的瞬间温度称为着火温度。各种燃料的着火温度各不相同。气体和加热雾化后的液体燃料容易着火；挥发分高的褐煤、烟煤容易着火；而挥发分低的贫煤、无烟煤则不易着火。燃料的燃烧、燃尽与着火条件、煤粉颗粒度、炉内温度水平、燃料在炉内的湍流扩散、火焰行程以及停留时间等因素有关。锅炉燃烧设备既要保证燃烧室内的着火稳定性、燃烧经济性，对固体燃料还要保证排出灰渣的安全性。近年来从环境保护出发，更要求污染物的排放量必须保持在规定范围内。

燃烧机理 18世纪以前人们认为物质燃烧取决于一种特殊的“燃素”。18世纪末叶提出燃烧是物质氧化过程的理论。19世纪人们用热化学和热力学方法研究燃烧，发现了燃烧热、理论燃烧温度和燃烧产物平衡成分等重要特性，20世纪初发现化学反应动力学是影响燃烧速率的重要因素。20世纪30年代后发现燃烧现象是化学反应动力学和传热、传质等物理过程相互作用的综合结果。对不同类型燃料的燃烧有不同的机理。

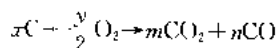
气体燃料燃烧 气体燃料中的可燃成分主要是氢、一氧化碳和以甲烷为主的各种碳氢化合物和硫化氢等物质，其中大多数可燃气体的燃烧是以分支连锁反应方式进行的。根据可燃气体与空气在燃烧器中的不同混合方式有预混燃烧火焰、扩散燃烧火焰以及混

合燃烧火焰。将可燃气体和氧化剂预先完全混合后燃烧产生预混燃烧火焰；当两者分别送入时产生扩散燃烧火焰；当部分预先混合，其余分别送入时产生混合燃烧火焰。锅炉在燃用低热值煤气时可采用预混燃烧火焰，在燃用高热值煤气时常采用混合燃烧火焰。

液体燃料燃烧 液体燃料在锅炉中有两种燃烧方式。当液雾中的液滴为自身扩散火焰所包围时，液滴边蒸发边燃烧，称为滴群扩散燃烧，例如雾化粗的重油雾在进口温度不高的空气中燃烧。当液雾先蒸发成气态，与空气形成混合气后再燃烧，形成气体火焰燃烧，例如雾化细的轻油雾在进口温度高的空气中燃烧。工程中常见的是两种均有的混合型燃烧，即小滴到达火焰区之前已蒸发完毕，与空气混合后形成气体火焰；大滴在气体火焰中继续进行扩散燃烧。

固体燃料燃烧 煤是最常用的固体燃料，煤的燃烧过程由预热干燥、挥发分析出和着火燃烧、焦炭着火燃烧和燃尽几个阶段组成。煤粒受热后首先释放出挥发分，这些挥发分与空气中的氧混合后着火，迅速燃烧，产生的热量使焦炭加热着火、燃烧直至固定碳燃尽。60年代中期以后对于煤粉燃烧又提出了多相着火机理，此时颗粒表面的加热速率大于挥发分的释放速率，使颗粒表面迅速达到足够高的温度，而在挥发分大量析出之前焦炭即着火燃烧。具体按哪种机理燃烧则取决于煤的粒径、挥发分含量、温度、加热速率以及环境氧浓度等多项因素。细煤粒比粗煤粒更容易发生表面多相着火。影响着火的因素有加热速率、挥发分含量、煤的粒径、煤粒的表面积及孔隙度等。

焦炭的燃烧一般分成一次反应和二次反应。一次反应按下式进行：



式中 x 、 y 、 m 、 n 取决于温度和碳粒周围氧气的浓度。如果燃烧产生的 CO_2 （以及挥发物燃烧和水分蒸发产生的 H_2O ）包围了碳粒表面，则在高温条件下（ $>1200^\circ C$ ）会产生二次反应（还原反应）： $C + CO_2 \rightarrow 2CO$ （以及少量 $C + H_2O \rightarrow CO + H_2$ ）而 CO 再与氧结合燃烧，在碳粒外围产生二氧化碳火焰： $2CO + O_2 \rightarrow 2CO_2$ 。

焦炭燃烧速率取决于流体动力学和化学动力学两方面因素。前者由取决于流速和颗粒尺寸的对流扩散系数来表征，后者由取决于压力和温度的动力学因素来表征。

煤燃烧的组织原则 组织好煤的燃烧，应以最佳的方式提供适量的空气，确保有足够的着火热量及足够高的炉温，并实现燃料与空气的最佳混合和紊流脉动，同时还要防止灰渣及 NO_x 、 SO_x 等燃烧产物带来的危害。对于煤粉锅炉，应做到：

(1)根据煤种和燃烧方式的不同,送入炉膛的空气量应大于完全燃烧所需理论空气量。

(2)为了创造有利的着火与燃尽条件,送入炉膛的空气应分为一次、二次或三次风。一次风率一般与煤的挥发分比例;二次风应适时而又猛烈地送入,以加强燃烧;三次风又称燃尽风,属分级风,以降低 NO_x 的生成,并保证燃料燃尽对于低挥发分无烟煤,必要时可在炉膛水冷壁上适当加装卫燃带,以减少散热量,保持炉膛有足够的高温,从而保证燃烧稳定性。

(3)根据煤种不同合理选取一次风速,过大会推迟着火或吹灭火焰,过小会烧坏喷嘴或结渣;二次风速要大于一次风速,以加强它与一次风的混合能力和对火焰的穿透能力。

(4)一、二次风温应选择恰当。对挥发分低、灰分大的劣质燃料应选择高的风温,对易燃燃料可适当降低风温。

(5)煤粉细度应根据煤的可燃性来选择,易燃煤种可粗些,难燃煤种应细些。

(6)采用各种型式的低污染燃烧器及炉内脱硫与低 NO_x 措施。

(7)为了减少点火用油,提高低负荷时的燃烧稳定性,可采用带有稳燃措施的燃烧设备。

(8)炉膛及燃烧器应根据燃煤的煤质特性设计(见锅炉炉膛和炉膛热力特性)。

燃烧质量的评价 评价燃烧质量的要素是燃烧稳定性、防结渣性和经济性。稳定性和防结渣性合称为燃烧可靠性,锅炉燃烧首先要保证可靠性。

稳定性 锅炉运行时炉膛不应发生压力波动、熄火、爆燃等现象,并要保证满负荷、低负荷及快速变负荷时的燃烧稳定性。煤粉锅炉无油助燃的低负荷极限在一定程度上可作为判断燃烧稳定性的指标,目前燃用优质烟煤的老型煤粉锅炉其无油助燃负荷可达额定负荷的50%~60%;而新型大容量锅炉可达额定负荷的25%~30%。

防结渣性 锅炉运行时要防止在炉膛及屏式过热器区受热面上产生严重的结渣、沾污等现象。燃料特性以及燃烧设备结构性能和运行方式等对防止结渣都有影响。安全可靠的吹灰手段和除渣能力是减轻结渣危害的有力措施。

经济性 用锅炉运行时的燃烧效率以及锅炉效率来表征。在考虑上述经济性的同时要考虑发电成本和厂用电率,以便综合经济分析。对整个电厂的经济性来说,则用发电煤耗率和供电煤耗率来衡量。

参考书目

许晋源,徐通模,燃烧学,北京:机械工业出版社,

1980

王致均,沈际群,锅炉燃烧过程,重庆:重庆大学出版社,1987

guolu ranshao tiaozheng

锅炉燃烧调整 (adjustment of boiler combustion)

通过对锅炉燃料供给和配风参数的调整,以及对其控制方式的改变等,保证送入锅炉炉膛内的燃料及时、完全、稳定和连续地燃烧,并在满足机组负荷需要前提下,获得最佳燃烧工况的工作。锅炉燃烧工况的优劣对锅炉设备及整个发电厂运行的经济性、安全性以及大气环境保护都有很大影响。现代大型燃煤发电机组,锅炉效率每提高1%将使电厂的发电标准煤耗率下降3~4g/(kW·h)。而锅炉燃烧调整是否得当,又是决定锅炉效率很重要的一个方面。

燃烧调整的目的 一般为:①保持锅炉在最佳效率下运行,燃料及时着火、完全燃烧;②保证锅炉出口的蒸汽参数达到规定数值;③合理的组织燃烧,使炉膛火焰中心位置适中,不冲刷炉壁,热负荷分布均匀;避免受热面结渣、超温和设备烧损,避免引起水冷壁管外部的高温腐蚀,对液态排渣炉膛还应能保持连续流渣;④维持正常的水动力工况,避免因燃烧工况的改变而使锅筒水位波动或水冷壁管内出现汽水分层和倒流等;⑤尽可能降低排烟中有害的氮氧化物 NO_x (氮氧化物的含量与燃烧工况有较大关系,燃烧工况会影响其排放量的15%~25%)。

燃烧调整试验 对新投产的锅炉、使用燃料发生较大变化或燃烧设备做了重大改进的锅炉,都应进行燃烧调整试验。燃烧调整试验的目的是掌握锅炉运行的技术经济特性,确定锅炉燃烧系统的最佳运行方式,为自控设备提供合理整定参数,为日常运行操作调整提供科学的依据。由于锅炉炉内燃料的燃烧是一个极其复杂的物理化学过程,特别是煤的燃烧,不同种类煤质的化学组成及其燃烧特性相差甚远,现有的燃烧理论和实用技术还不能完全预示其在炉内的燃烧性能和状况,通常需要进行专门的燃烧调整试验。也就是有目的地有计划地选择对炉内燃烧工况有影响的若干个主要的可调参数,先根据经验设定几个不同的数值,按单因数轮换方式(又称网格法)进行逐一试验;也可根据数理统计学理论,采用正交设计法安排试验,逐一进行有关经济性、安全性和排烟特性数据等的全面测试。再对所得数据进行科学处理与分析比较,求得该锅炉对试验煤种的燃烧特性及不同负荷下的合理燃烧方式、控制方式和最佳运行参数等。

燃烧调整的基本内容 一般有以下各点:①在不同锅炉负荷下(包括额定最大负荷和稳燃的最小负荷)燃料量与燃烧空气量的配比,即过量空气系数的调整,

这是各种锅炉燃烧调整的最基本的内容；②燃烧器的配风工况，即调整燃烧器的可调参数，如直流式燃烧器的一、二、三次风量与风速的大小及其相互间的匹配方式；旋流式燃烧器调风器的开度或轴向位置等；③煤粉细度的调整。通常只用改变煤粉分离器折向门的开度大小，来变更煤粉的细度，而不进行诸如制粉系统的出力、中途磨煤机的磨辊压力、筒式磨煤机的钢球装载量等的调整，这些属专门的磨煤机（或煤粉制备系统）的试验调整；④各燃烧器之间煤粉分配量的调整，对于中间储仓式制粉系统，就是各给粉机给粉量的调整；对直吹式制粉系统，除煤粉管道上带有可调缩孔外，运行中无法调整，只能在运行中对煤粉管道内的煤粉进行等速取样试验，然后根据试验结果，在锅炉停运期间改进煤粉分配器或更换均流孔板等（一般要求各燃烧器的粉量不能偏差过大，应控制在 $\pm 10\%$ 的范围内）；⑤燃烧器不同组合投运方式，对于直吹式制粉系统也就是磨煤机组合运行方式；⑥为其他目的而进行的专题燃烧调整试验，如为解决锅炉出力不足、炉内燃烧不稳定、火焰偏斜、水冷壁严重结渣或腐蚀等等，而进行的有针对性的试验，以求查明原因及研究可行的改进措施。

运行中的燃烧调整 运行中的调整一般应以燃烧调整试验的结果为依据。由于锅炉的负荷、燃料量乃至燃料特性在运行中经常变化，所以燃料量、风量和燃烧器配风工况调整是日常运行中最频繁的燃烧调整工作。

燃料量与风量的调整 主要是根据锅炉负荷的变化增减燃料，同时，通过送风机、引风机的调整，维持合理的燃料/风量比，即保持最佳的过量空气系数。空气是燃料燃烧的主要因素，过量空气增加，燃烧器出口风速加大，燃料的燃尽度可能提高，但排烟热损失要增大，烟气中氮氧化物（ NO_x ）的排放量也随之增多。风量过大或过小，还会影响燃料的着火，使燃烧稳定性降低，因此必须将过量空气系数调整在适当的水平上。一般要求的过量空气系数见表1。

表1 固态排渣炉的过量空气系数

煤种	炉膛出口过量空气系数	省煤器入口烟气 CO_2 和 O_2 含量	
		CO_2 (%)	O_2 (%)
烟煤	1.15~1.20	15.5	3.0~3.5
无烟煤	1.20~1.25	16	3.5~4
贫烟煤	1.20~1.25	16	3.5~4

对过量空气系数的计算，60年代以前，一般以测量烟气中二氧化碳含量为依据，60年代起，电站锅炉的燃烧调整均以烟气中的氧量为准，它不受燃料种类的影响，尽管燃料不同，只要烟气中氧含量相同，过量

空气也就相同。近年来，中国对燃煤锅炉的调试，已开始使用烟气成分分析仪，监测烟气中的氧量和一氧化碳含量，进行燃烧的协调控制。其基本原理是随着风量（ O_2 ）的减少，烟气中的CO增加，当风量减少到某限值时，CO开始急剧增加，这一点就是燃料的低氧燃烧临界点，当风量控制在该临界点上方附近时，不仅可达到安全、经济的最佳运行，也可使烟气中排放的有害物质（ NO_x ）减少。当锅炉负荷增减时，必须使燃料量和风量的增减密切配合。增负荷时，应先加风后加燃料，减负荷时，先减燃料后减风，并要缓慢平稳，切忌大起大落，低负荷运行时更要谨慎，以免发生灭火爆炸事故。

燃烧器配风工况的调整 随着燃烧器结构的不同，其配风方式和调节的方法会有所不同。一般的燃烧器都会有一次风（热风或制粉系统的乏气与煤粉的混合物，油、气燃烧器无所谓一次风）、二次风（热风）和三次风（乏气送粉、直吹式和开式制粉系统无三次风）。有些特殊的燃烧器还有周界风、夹心风、顶部燃尽风和分级二次风（这两种是为降低 NO_x 而特别设置的），这些统称为二次风。另外还有在某一特定位置（如U形、W形火焰炉）设置的三次风（tertiary，实质为分级二次风）。对旋流燃烧器的二次风的调节，蜗壳式旋流燃烧器可用入口的“舌形”挡板来调节其旋流强度，关小时，气流切向速度和旋转半径增加，旋流强度增大，反之减小；轴向可动叶轮式燃烧器可用改变叶轮的轴向位置，伸进或拉出来改变旋流强度；切向可调叶片式燃烧器可以改变切向叶片的角度来实现旋流强度的调节。风量的调节视燃烧器的结构不同而采用不同的调节方式，对旋流燃烧器的一次风以及直流式燃烧器的一次风，通常只能以风门挡板来进行调节。一般说来，煤的挥发分较低或燃烧性能较差以及一次风温低时，一次风率与风速宜较低，当煤的燃烧性能较好、一次风温度高时，一次风率和风速则可大一些。中国的锅炉，对旋流式和直流式燃烧器常用的一次风率和一、二次风速见表2。

表2 煤粉燃烧器一次风率和一、二次风速的选择

项 目		煤 种			
		无烟煤	贫煤	烟煤	褐煤
旋流燃烧器	一次风				
	风率 (%)	12~25	20~30	25~40	20~15
	风速 (m/s)	11~16	16~20	20~26	20~26
直流燃烧器	二次风风速 (m/s)	18~22	20~26	23~40	25~35
	一次风				
	风率 (%)	20~25		20~35	
直流燃烧器	风速 (m/s)	18~25		20~35	
	二次风风速 (m/s)	28~55		40~60	

一般投运各燃烧器的燃料量和风量应尽量调整均匀,但有时为了调整燃烧中心、避免结渣、调节过热汽温或提高运行经济性、降低 NO_x 排放等原因,也常有意识地改变各燃烧器之间的风、粉分配比。如对墙式燃烧炉,采用增加中间位置燃烧器风粉量的“桥形送风”方式,对直流燃烧器组二次风量的分配,有所谓“正塔形”(上二次风小,下二次风大)或“倒塔形”(上一次风大,下二次风小)等配风方式,对贫煤及劣质烟煤,一般以上大下小为多见;烧烟煤时,以上、下均匀分配为好;液态排渣炉为防止析铁,下排给粉量宜少,下二次风量宜适当加大。

燃烧器倾角及其组合方式也是运行调整要注意的问题,一般应以保护炉膛内热负荷均匀和保证汽温为主。

qi chou shouci dianhuo

锅炉首次点火 (boiler initial firing-up)

锅炉施工过程的重要里程碑,它标志着安装工作基本结束,开始进入整套启动试运行阶段。锅炉首次点火必须具备下述基本条件:水处理设备已调试完毕,能供给合格的除盐水;煤、灰系统调试完毕;所有辅机试验合格;锅炉通风试验结束;燃油系统能正常供油;动力和操作电源必须可靠;热控仪表、远方操作能正常使用;各种保护、连锁和报警试验正常;通信、照明能投入使用;除尘器各项试验符合要求;对直流锅炉还要求完成水动力试验。点火程序是:用2000V以上的直流电供给点火棒的电极而产生电火花,用电火花点燃轻油喷嘴,再用轻油火焰点燃重油喷嘴,待炉膛加热到一定温度后,用重油火焰点燃煤粉喷嘴,也有用电火花直接点燃重油喷嘴的。锅炉点火必须对称点燃,以免四周的水冷壁因膨胀不均而产生应力,使水冷壁变形甚至拉裂。为了防止火焰熄灭以后继续往炉膛送燃料而引起爆炸,需对锅炉燃烧采用一系列的保护措施,其中最重要的是投入燃烧器管理系统(BMS)或炉膛安全监控系统(FSSS)。锅炉点火以后,根据规定的升温速率进行升温升压,然后按试运行需要调整蒸汽参数。

qi chou shoumian chu hu

锅炉受热面吹灰 (soot blowing on the heating surface of boiler)

清除受热面上的积灰和结渣,维持其清洁,以保证锅炉安全经济运行的一种手段。燃料中不可燃的矿物质在炉内燃烧后成为灰渣,其中一部分沉积于下部渣槽内,大部细小的灰粒随烟气一起流动,可能沉积在炉膛辐射受热面或后部对流受热面上,并逐渐地增厚成为积灰层或结渣层,影响受热面的传热。如不及时吹掉,则积灰和结渣将日益严重。目前

还没有任何有效的防止黏结积灰的方法,唯一的手段是采用吹灰装置定期地吹灰。

吹灰装置的结构型式和种类很多,最常用的是喷嘴式,它又有简单喷嘴式、回转固定式、伸缩式及转动式几种。吹灰器喷嘴的安装位置应恰当,喷头应完整无损。吹灰介质可利用过热蒸汽、饱和蒸汽、排污水、工业水及压缩空气。采用水和饱和蒸汽吹灰会导致部分水滴冲击或飞溅到管子上,使管子遭受侵蚀和因管壁温度发生剧烈的变化而影响到管子的强度及工作可靠性,使用时必须慎重,并严格遵守操作规程。在液态排渣炉膛中,使用这种吹灰介质,效果较好。在固态排渣煤粉锅炉中则大多采用过热蒸汽或再热蒸汽作为吹灰介质,系统简单,现已有采用先进的微机控制水力吹灰器进行炉膛水冷壁吹灰,效果很好。中小容量锅炉也可用压缩空气进行吹灰。对布置在锅炉水平烟道的受热面大多采用伸缩式长吹灰器,其结构较为复杂,维修工作量大,其他部位可采用伸缩式或固定式短吹灰器。液态排渣和部分中小型锅炉也有在尾部烟道用钢珠除灰装置或用烟道挡板改变烟气流速进行吹灰的。还有数种声波吹灰装置也在一些锅炉上试用中。

现代化大型锅炉的吹灰器,数量达50~100个之多,按烟气流向由前到后全部吹扫一遍要5~6h,故普遍采用程序控制装置。吹灰的次数,取决于受热面积灰程度,还应根据运行中的各级烟温和汽温而定。现已出现利用微机技术的吹灰优化自动控制系统,利用烟气和蒸汽温度的实时数据采集,通过微机计算求得各部受热面的积灰系数,由此实现对吹灰器运行的优化控制,以达到既能保持受热面应有的清洁度,又能减少吹灰器的运行和维修工作量的目的。

大型锅炉的回转式空气预热器,一般设有蒸汽吹灰和水冲洗装置,当积灰严重时,可暂时停运(或检修时)进行清洗,但清洗后必须及时烘干,以免引起腐蚀。

吹灰器一般装在炉壁上,并连接着电动机和减速箱、空气密封装置等,使用中易出现卡涩,吹灰杆变形、伸缩不到位等,应加强维修使其经常保持在可用状态。定期吹灰及从渣槽内排渣时,应先与司炉取得联系,在燃烧工况稳定情况下进行,并适当提高炉膛负压。

向锅炉燃料中加入各类化学除渣剂,使与燃料中的灰分产生一定的物理化学反应,形成较疏松而易被清除的灰渣,可达到减轻积灰结渣的目的。但这种化学除渣剂几乎都有不同程度的副作用,如引起受热面金属腐蚀等,且费用较大,故必须谨慎对待。

guolu shouya yuanchuan qiangdu

锅炉受压元件强度 (strength of boiler pres-

surized parts) 在设计参数下锅炉受压元件得以长期安全工作的力学性能。

中国现行的计算方法是国家标准 GB9222—88《水管锅炉受压元件强度计算》。主要内容有材料及其许用应力, 圆筒形元件的强度, 凸形封头的强度, 平端盖、平堵头、盖板的强度, 孔的加强等。

材料及其许用应力 主要根据该元件的工作条件(温度和压力等)来选用材料。制造水管锅炉受压元件的材料应符合国家或部颁标准对有关锅炉钢材的规定。标准未列入的材料应符合《蒸汽锅炉安全监察规程》的有关规定。材料的许用应力按式 $[\sigma] = \eta [\sigma_0]$ 确定, 式中 η 应根据元件结构特点和工作条件按标准规定选取, $[\sigma_0]$ 为基本许用应力, 取以下三种中最小者 $[\sigma_0] \leq \sigma_b^0/2.7$; $[\sigma_0] \leq \sigma_s^0/1.5$; $[\sigma_0] \leq \sigma_b/1.5$, 式中 σ_b^0 为材料在 20℃ 时抗拉强度; σ_s^0 为材料在使用温度下的条件屈服强度; σ_b 为材料在使用温度下的 10⁵h 持久强度。

圆筒形元件的强度 圆筒形元件有锅筒、联箱、管子等。锅筒的理论计算壁厚公式为 $S_1 = \frac{pD_i}{2\varphi_{mn}[\sigma] - p}$; 联箱筒体的理论计算壁厚公式为 $S_1 = \frac{pD_o}{2\varphi_{mn}[\sigma] + p}$; 管子的理论计算壁厚公式为 $S_1 = \frac{pD_o}{2\varphi_{mn}[\sigma] + p}$ 。它们的最小壁厚 $S_{min} = S_1 + C$, 式中 C 为附加壁厚。实际取用壁厚应为 $S \geq S_{min}$ 。上式中 D_i 为内径; D_o 为外径; p 为内压; φ_{mn} 为最小减弱系数; φ_n 为焊缝减弱系数。 φ_{mn} 需满足 $\varphi_{mn} > [\varphi]$, 对锅筒 $[\varphi] = \frac{p(D_i + S_y)}{2[\sigma]S_y}$, 对联箱 $[\varphi] = \frac{p(D_o - S_y)}{2[\sigma]S_y}$, 式中 $S_y = S - C$ 。在设计选取壁厚之后, 许用压力 $[p]$ 按下列条件校核, 对锅筒 $[p] = \frac{2\varphi_{mn}[\sigma] \times S_y}{D_i + S_y}$, 对联箱 $[p] = \frac{2\varphi_{mn}[\sigma] S_y}{D_o - S_y}$, 对管子 $[p] = \frac{2\varphi_{mn}[\sigma] S_y}{D_o - S_y}$ 。当 $[p] \geq p$ 时合格。

凸形封头的强度 椭球形封头和球形封头的理论计算壁厚为 $S_1 = \frac{pD_1 Y}{2\varphi[\sigma] - p}$, 最小壁厚 $S_{min} = S_1 + C$, 取用壁厚 $S \geq S_{min}$ 。校核计算允许压力 $[p] = \frac{2S_y[\sigma]\varphi}{YD_1 + S_y}$, 式中 $S_y = S - C$, Y 为凸形封头形状系数, φ 为凸形封头减弱系数, D_1 为凸形封头内径。

平端盖、平堵头、盖板的强度 圆形平端盖的最小设计壁厚为 $S_{min} = KD_1 \sqrt{\frac{p}{[\sigma]}}$; 圆形平堵头、圆形盖板或椭圆形盖板的最小设计壁厚为 $S_{min} = 0.55KL \times \sqrt{\frac{p}{[\sigma]}}$, 它们的取用壁厚 $S \geq S_{min}$ 。

校核许用压力 圆形平端盖 $[p] = \left(\frac{S_1}{KD_1} \right) [\sigma]$;

圆形平堵头、圆形盖板或椭圆形盖板 $[p] = 3.3 \left(\frac{S_1}{KL} \right)^2 [\sigma]$, 式中 S_{min} 为最小需用壁厚, K 为与平端盖结构形式有关的系数, D_1 为连接处的联箱内径, p 为设计压力, L 为计算尺寸。

孔的加强 当锅筒筒体和联箱筒体的系数 $K > 0.4$, 且其上的开孔直径大于未加强孔的最大允许直径时, 应按规定进行孔的加强计算和采取适当的加强措施。

锅炉停用

(boiler shutting down) 运行中的锅炉转变为停止向外供汽、炉膛熄火并逐步降压冷却的过程。有正常停炉、故障停炉及紧急停炉三种情况。锅炉停炉过程中应特别注意防止低负荷时因燃烧不稳而引起灭火爆炸, 同时应尽可能使锅炉各部件缓慢均匀冷却, 防止部件中产生过大的热应力而损坏。停炉后应按规定进行保养, 防止受热面腐蚀。

正常停炉 为准备检修或外界负荷需求减少而进行的停炉。正常停炉的主要操作包括停炉前的准备、减负荷和停用燃烧器, 以及锅炉熄火后的操作。单元机组通常采用滑参数停运。

停炉前的准备 进行一次全面的吹灰; 对停炉过程中应投入的设备, 如点火油枪、汽轮机旁路系统、直流锅炉的启动旁路系统以及将要开启的疏水阀和向空排汽阀等进行检查, 做好投入使用的准备; 对燃煤炉应停止向煤仓上煤, 对燃油炉应做好吹扫油枪及油管的准备。

减负荷及停用燃烧器 逐渐减少给煤机或相应燃烧器给粉机的转速, 相应减少送风机、引风机风量。随着负荷降低, 停用部分燃烧器或相应的磨煤机, 对停用的燃烧器要保持一定的冷却风量, 继续投用的燃烧器要保持其燃烧良好。当负荷降低至 50%~70% 额定值时, 为保持燃烧稳定, 防止突然熄火或爆燃事故, 应投入点火油枪。在停用燃烧器时应注意使炉膛热负荷保持均匀, 同时应尽可能将粉仓和制粉系统中的积粉烧完或吹净。在锅炉降负荷期间应及时将给水自动切换成手动, 及时将给水操作台中使用的主给水管路切换成手动, 及时将给水操作台中使用的主给水管路切换成旁路给水管路, 并保持较高的锅筒水位; 当汽温下降时应及时停用减温器。待锅炉负荷和参数都足够低时, 可停用仍在运行的燃烧器及点火油枪, 直至锅炉熄火。对停用的油枪要进行吹扫。

锅炉熄火后的操作 熄火后应立即先停送风机, 过 5~10min 后再停引风机, 以排除炉膛内残存的可燃

气体。回转式空气预热器的转动部件(风罩或转子)应继续转动直至进口烟温下降到 200°C 为止。为防止锅筒等部件因冷却速度太快而产生过大的热应力,在熄火后 $4\sim 8\text{h}$ 内应保持关闭炉膛各处门、孔和挡板;停止上水后可开启省煤器再循环门,关闭连续排污门、锅水加药门及汽水取样门等。以后可逐步打开烟道挡板及炉膛各门、孔,进行自然通风冷却,同时可进行一次进水和放水,使锅水流动,以便各部件冷却均匀。当锅内压力降至 0.5MPa 以下时,可开启炉顶各空气门、向空排汽门。如有必要加快锅炉的冷却,可启动引风机进行通风冷却,并适当增加进水和放水次数。若需把锅水放净时,应待锅炉汽压下降到规定数值,锅水温度低于 80°C ,方可开启放水阀和空气阀将锅水放出,同时开启各蒸汽、给水管路上的疏水门。另外,当锅炉熄火并与汽轮机隔绝后,应开启过热器出口联箱处的疏水门或向空排汽门,以保护过热器。

滑参数停运 单元制机组通常采用滑参数停运方式,即锅炉逐步减弱燃烧、汽轮机调节汽门全开;随着新蒸汽参数的降低,电负荷逐渐减小,直至机、炉、电全停。滑参数停运的优点是,充分利用锅炉余热发电,能够利用温度逐渐降低的蒸汽使汽轮机部件比较均匀地和较快地冷却,并缩短停机到开始检修的时间。滑参数停运的关键是控制好新蒸汽温度滑降的速度,一般为 $1^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 左右,控制好汽机调节级处汽温比该处金属温度低 $20\sim 50^{\circ}\text{C}$,蒸汽应有足够的过热度(约 50°C),以免汽轮机后部的蒸汽湿度过大。自然循环锅炉在停炉过程中,一般也应注意缓慢降压,保持锅筒内工质的饱和温度下降速度不大于 $1\sim 1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$,锅筒上、下金属壁温差 $\leq 40^{\circ}\text{C}$,水循环应安全可靠等。

故障停炉 设备发生故障,如承压部件漏泄、过热器严重超温无法恢复正常、锅炉汽水品质严重恶化、严重结渣等,但尚能维持运行一段时间后的停炉。锅炉故障停炉采用逐步减负荷直至炉膛熄火,其步骤与正常停炉相同,但停炉速度要加快。

紧急停炉 因发生重大事故,如炉膛熄火、炉膛爆炸、大面积爆管、严重缺水或满水及其他危及设备和人身安全的事故等,必须立即进行的停炉。紧急停炉时应立即切断送入炉膛内的燃料;关闭锅炉出口的主汽门,若汽压继续升高,则开启向空排汽门;停止送风机,5min后视事故性质决定是否停止引风机(如属爆管事故,则引风机可不停)。自然循环锅炉紧急停炉时仍应注意保持锅筒内正常的水位(水冷壁爆管不能维持正常水位除外)和开启省煤器的再循环门(省煤器爆管时除外)。停炉后在安全范围内,加强通风和加强进水、放水实现锅炉快速的冷却。

guolu waihupan

锅炉外护板 (boiler outer casing) 装设在锅炉炉墙外壁的金属板。用来保护锅炉炉墙不受风雨侵蚀,增加锅炉外观整洁。

一般用镀锌薄铁板或铝板制造,外观明亮华丽,不需刷油漆,使用寿命也很长。外护板做成波纹状或梯形状,以增加本身的刚度和美观。它依锅炉刚性梁分段,通过弯板固定在刚性梁上,插入弯板槽内,其上下部分都是活动的,上部还需留出间隙,以吸收刚性梁和外护板之间的膨胀差。外护板所用弯板件采用自攻螺钉固定,相互间的联接采用拉铆钉或自攻螺钉。每块高度超过 3m 时,在其中部增加一支撑点,以防止向外鼓出。

guolu xitong qiangdu

锅炉系统强度 (strength of boiler system)

主要由热应力引起的锅炉各构件间相互作用所产生的强度问题。锅炉系统强度通常不能依靠增加壁厚来解决,相反要以增加挠性才能解决。

进行锅炉系统强度计算的首要条件是,必须对锅炉人为地设置膨胀零点(见锅炉膨胀中心),以便于计算出各种工况下锅炉各计算点的热膨胀位移值。

锅炉系统强度计算的步骤大体可分为下述几步:①根据实际结构,将欲分析的部分从实际结构中划分出来,以形成一个具有明确边界条件(位移或受力)的计算系统;②对该系统进行合理简化,抽象出满足计算机程序要求的力学模型并确定其边界条件;③根据计算程序的要求,将系统的几何、物理、力学特性填入规定的表格,组成上机计算的数据文件;④将数据文件输入计算机并上机计算;⑤将计算结果按应力类型分别整理并按强度条件校核。

锅炉中处处存在系统强度问题,特别是大容量锅炉必须进行系统应力分析,并最终落实到各锅炉构件的强度考核上。通常进行以下五类系统应力分析:

(1)锅炉本体与主要连接管道的分析:锅炉范围处主要连接管道有过热器出口管道,再热器入口管道,再热器出口管道和省煤器给水管,这些管道由电力设计单位负责设计。在计算这些管道时,必须由锅炉制造厂提供管道接口处的位移边界条件和所能承受的力与力矩的范围。位移边界条件是从锅炉膨胀中心为零点,根据距离和温度计算得出的、有 $\Delta x, \Delta y, \Delta z$ 三向位移,而角位移通常限制为零。接口处所能承受的力与力矩则是根据锅炉的型式和尺寸以经验公式的形式给出的。若这些管道对接口处的作用力和力矩,计算结果超过允许范围,则必须通过改变管道走向以增加挠性予以降低,直到满足要求为止。锅炉制造厂根据电厂设计单位反馈回来的力,连同联箱和伸出炉膛外部的管子

以及联箱的支吊架一起组成一个受力体系进行校核计算,确认其是否满足强度条件。一般是只要满足了力的条件,则强度均可通过。

(2) 锅炉管系的应力分析: 锅炉主要由管系构成, 这些管系在内压、温度和外力作用下其受力状态很复杂。进行应力分析的要点在于, 以一个边界条件清楚的系统作为研究对象, 建立计算模型。在这些管系中集中下降管是最为典型的一个。锅筒锅炉的集中下降管均为直径较粗, 壁厚较厚的管子。对控制循环锅炉, 为了改善水循环特性, 要安装数台控制循环泵; 对于自然循环锅炉要在集中下降管底部引出若干根直径较小的分配管接到水冷壁下联箱, 所以管系都是很复杂的。载荷有重力、内压、膨胀力、地震力(在地震区)和风力(露天布置)等。在一次应力作用下要检查壁厚强度是否足够, 在二次应力作用下要检查是否具有足够的挠性。在风与地震力作用下要检查导向点设计是否合理, 还要检查峰值应力是否满足疲劳寿命。自然循环锅炉还要设计出合理的分配管支吊装置。

(3) 炉顶管系的应力分析: 由于顶棚管、炉顶穿管排与联箱间在运行工况下存在着温度差异, 沿炉膛宽度方向将引起联箱下的穿出管排承受温度应力。因此要通过计算检查炉顶穿出管排是否有足够的挠性来吸收过大的应力。计算分三个步骤: ①按导向悬臂梁模型初选联箱在顶棚以上的高度; ②按单个管排计算管子的应力; ③连同联箱、吊挂装置和管子一起计算。由于管子根数甚多, 常采用当量法用一组管子代替几何形状完全相同的管子, 其相似条件是刚性相同和应力增强系数相同。

(4) 炉膛壁面的应力分析: 根据刚性梁的布置情况来校核水冷壁管和包墙管的强度条件。刚性梁是用来加强水冷壁和包墙管以共同抵抗炉膛爆炸力的。炉膛要求刚性梁本身要有足够的强度和刚度, 以保证水冷壁管和包墙管能正常工作。为此应先按炉膛压力和水冷壁、包墙管的管径、壁厚、节距, 初算并一次选取刚性梁的间距, 以便布置刚性梁。再将布置好的刚性梁为弹性支点, 将水冷壁管或包墙管置于其上, 按弹性支座连续梁的模型来计算管子的应力, 以校验是否满足强度条件。

(5) 悬吊屏变形分析: 大容量锅炉的炉膛上部出口处常布置有垂直屏片。在不均匀温度作用下, 这些屏片会出现各种热变形。需要计算出它们的热变形值。为此首先要了解组成屏各圈管子各段的温度、材质, 然后再将这些数据标在计算简图上。先计算各管圈下端的垂直和水平位移值, 再计算组合成屏的下端的垂直与水平位移, 再按管屏的变形曲线计算出管屏垂直方向需要计算点的水平与垂直位移。

• 226 •

guolu xingneng shizhan

锅炉性能试验 (boiler performance test)

锅炉机组及其主要辅机系统经过适当调整并在规定的工况下稳定运行时, 通过必要的测试与计算而求得机组性能指标的试验。以此求得的实际运行性能指标可用于对机组进行考核或检验设计性能, 或指导机组的安全、经济和低污染排放运行, 或作为设备改进与新型机组定型生产的依据。

试验分类 见机组性能试验。

试验项目 锅炉性能试验的项目主要有: ①锅炉效率, 一般是在 100%、75%、50% 的额定负荷下, 燃用规定燃料时的热效率; ②锅炉最大连续蒸发量, 即锅炉在额定的蒸汽参数、给水温度和燃用设计燃料时, 能安全连续运行的最大蒸发量; ③锅炉最低稳燃负荷, 即锅炉长期稳定燃烧所能维持的最低蒸发量, 对于燃煤锅炉, 为不必用油(或气体燃料)助燃的最低稳定燃烧蒸发量; ④汽水品质, 在额定工况下或不同负荷、不同锅筒水位及压力等工况下的汽水品质特性; ⑤汽水系统阻力特性; ⑥空气预热器漏风(以漏风率或漏风系数表示); ⑦烟风道静压差; ⑧过热器、再热器温度特性(在考核试验中只考察其在保证的负荷范围内能否以预定的调温方式达到额定的蒸汽温度, 在鉴定试验时则必须详细测定过热汽温、再热汽温随负荷的变化特性、调温特性、管壁温度和热偏差等); ⑨水循环特性(一般只在鉴定试验中进行); ⑩煤粉制备系统主要特性参数, 包括磨煤机出力、磨煤耗电量、磨煤机通风量和煤粉细度; ⑪除尘器效率; ⑫锅炉排烟中 NO_x 、 SO_x 和粉尘含量。

试验方法 世界上主要工业国家都对锅炉机组的性能试验制定了各自的标准或规程。美国机械工程师协会(ASME)最早于 1915 年制订了《固定式锅炉机组试验规程》, 几经修订为 ASME/PTC4.1-1979《锅炉机组性能试验规程》; 德国有 DIN1942-1979《蒸汽锅炉验收试验规程》; 英国有 BS 2885-1974《固定式电站蒸汽发生装置验收试验规程》; 日本有 JIS/B8222-1975《陆用锅炉热平衡计算方法》; 原苏联虽无国家标准, 但有《锅炉设备热工试验》一书, 类似于标准方法。中国于 1988 年颁布并实施了国家标准 GB10184-88《电站锅炉性能试验规程》。性能试验根据不同的目的和要求而采用不同的标准方法进行, 对于涉外的引进机组或按引进技术制造的机组, 按机组建设合同的规定选用试验标准。目前用得较多的是美国 ASME 标准, 其次是德国 DIN 标准, 除此而外, 均按中国 GB10184-88 进行。其他单项试验, 如烟尘测试等, 可按相关标准进行。

锅炉效率 锅炉性能试验的主要项目之一。可分

为输入/输出法和热损失法两种。输入输出法又称正平衡法,测量进入锅炉的燃料量及其热值等,求得一定时间内输入锅炉的热量,同时测量锅炉产生蒸汽量及其从给水进入锅炉到产生蒸汽所带走的热量,即锅炉输出的热量,输出与输入热量之比即为锅炉效率。此法应用于小型工业锅炉比较方便,用于电站锅炉时因不易测准输入热量而误差比较大,而且,因未测定锅炉的各项热损失,难以分析造成各项热损失大小的原因,故电站锅炉普遍采用热损失法。

热损失法又称反平衡法,通过试验测量求得各项热损失而确定锅炉效率。此法被各国标准普遍采用,虽出于同一原理,但在计算基准、测算项目和某些常数或变量的取值方面,相互间尚有一定的差别。

计算基准 锅炉热效率的表示有两种,一种以燃料的低位发热量为基础,如中国、德国和原苏联的计算标准;另一种以燃料的高位发热量为基础,如美国和法国的计算标准;日本标准规定原则上采用低位发热量,但也可采用高位发热量。这两种热效率之间可通过高、低位发热量进行换算。

效率修正 燃用燃料的特性、进风温度和运行工况的变化对锅炉效率有较大影响,在效率试验时,这些因素又无法保持与设计条件完全相同,为了使试验所得效率能与设计值(或保证值)相比较,或与其他锅炉的效率相比较,必须对试验所得效率进行修正,即将其换算成规定(或设计)条件下的效率值,其中最重要的是对进风温度和燃料发热量的修正,有时还需对燃料水分、给水温度等进行修正。

参考书目

西安热工研究所,东北电力局技改局编著,燃煤锅炉燃烧调整试验方法,北京:水利电力出版社,1971

guo lu yi chang yun xing

锅炉异常运行 (boiler abnormal operation)

锅炉在偏离设计和正常的炉内或锅内工况参数下的运行。异常运行中,一般会使燃烧工况恶化,经济性降低,各项参数偏离设计值,并可能伴随发生严重的沾污、积灰、结渣,受热面超温,高温烟气腐蚀、低温烟气腐蚀及液态排渣炉析铁等情况。随着异常工况的持续,将导致锅炉频繁地故障或被迫停炉,使运行周期缩短,事故停用时数增加。沾污和结渣一类的异常运行还会使对流受热面换热工况失常,造成过热和再热汽温、排烟温度偏离设计要求。锅炉异常运行工况如长期不能消除,则最终造成其热经济性下降,安全性和可用率降低。

通常,造成锅炉异常运行的原因有:锅炉容积和断面热负荷强度设计取值偏高;炉膛(燃烧室)、燃烧器

和受热面设计布置不当;实际燃用煤种与设计不符及煤质波动幅度过大;运行操作和调整中风煤比及配风方式不当;煤粉细度不符合要求等。另外,锅炉汽温调节方式——摆动燃烧器、烟道挡板和烟气再循环的选择及运用不当,间或也会使炉内工况异常和参数失控。此外由于辅机故障,预热器堵灰,烟、风道及有关设备漏风过大引起缺风运行,过热器、再热器选用钢材不当或受燃烧方式影响而受热面局部超温等也会造成锅炉异常运行。

一般说来,锅炉异常运行工况的发生与发展大多是决定于燃料品种和特性、锅炉选型、燃烧设备结构因素、锅炉容量大小以及运行方式等。目前,对于某煤种沾污和结渣性能的判定方法已发展到综合判定阶段。同时有鉴于大容量机组中曾出现频发结渣问题,锅炉设计部门均已在燃烧室热负荷强度取值及结构设计上采取措施,企望确保锅炉在“无结渣工况”下运行。对于发生沾污、结渣的既有设备问题,也有运行控制不当问题,一般应先调整运行方式,进而再考虑进行燃烧设备改造。执行稳定的燃煤调运计划,使燃用的煤种固定,这是消除严重沾污和结渣等异常运行工况的前提条件。

guo lu zheng fa xi tong

锅炉蒸发系统 (boiler evaporating system)

将工质加热至产生蒸汽的受热面及其连接管路的总称。因工质在蒸发系统中流动的主推动力来源的不同,一般分为自然循环、控制(或称辅助)循环和直流三种基本形式。自然循环靠下降管与上升管间工质密度差来推动水循环。控制循环是在下降管和上升管之间串接循环泵用以辅助水循环并使工质作强制流动。直流靠给水泵扬程使工质在蒸发系统内作一次强制性流动。

自然循环蒸发系统 由锅筒、下降管、上升管(又称水冷壁)和汽水引入管组成的闭合循环回路。由一根下降管与一个管屏连接而成的单独回路称简单回路,否则为复杂回路。在上升管内水受热蒸发,形成汽水混合物进入锅筒并在其中进行汽水分离,分离出来的饱和蒸汽由引出管进入过热器,水则与省煤器来水混合后又经下降管再进入上升管继续循环。对自然循环蒸发系统要求保持上升管中有一定的工质循环流速 w ,合适的循环倍率 K ,不出现停滞、倒流等循环故障,保证管屏不发生传热恶化现象。一般要求下降管与上升管、汽水引入管与上升管均维持较大截面积,尽量采用简单回路。(见自然循环锅炉)

直流蒸发系统 由连接管道、管屏、混合器(分配器)等组成。进口为水,出口为蒸汽,中间可能有一、

二次混合,无工质再循环。通常按传热恶化、壁温、水动力特性(如脉动,多值性等)及热偏差等条件确定工质质量流速、管屏焓增、管子入口处节流圈孔径等。目前广泛采用的直流蒸发系统管屏有垂直上升(一次或多次)、垂直或水平回带、水平围绕三种基本型式以及它们的组合型式,如下部水平围绕上部为一次上升,下部多次上升上部一次上升等(见直流锅炉水冷壁管屏)。

控制循环蒸发系统 按结构及运行特点,可分为带锅筒的辅助循环、低循环倍率及复合循环三种型式。系统中都带有循环泵。(见控制循环锅炉)

(1) 辅助循环蒸发系统:由锅筒、下降管、泵吸入管、循环泵、排水管、分配包(装设节流圈)、管屏、汽水引入管及管道阀门组成。循环泵为低压头大流量单级离心泵,用来提高回路压头,克服系统阻力。上升管入口装设节流圈,其孔径的选择应适合管子吸热情况,并能合理分配上升管的工质流量,保证循环可靠及防止传热恶化。进入循环泵的锅水应具有一定过冷度,以防止汽蚀。辅助循环较自然循环可采用较小直径的上升管及下降管,锅筒直径及长度相对可小一些。

(2) 低循环倍率蒸发系统:由带汽水分离器的直流锅炉发展成的一种蒸发系统,由混合器、过滤器、循环泵、分配器、节流圈、管屏、分离器及阀门组成。其特点为循环倍率小(1.2~2.0),用一个或数个较小直径(内径800mm左右)的立式分离器代替锅筒,给水经省煤器进入分离器下方的混合器。多用于亚临界压力。

(3) 复合循环蒸发系统:由混合球、再循环管、循环泵、节流圈、管屏及阀门组成。多用于超临界压力。高负荷(65%额定负荷以上)时按直流方式运行,低负荷时循环泵投入。由于工质作再循环,保持受热面管中有足够高的工质流速,这样水冷壁管径可设计得较大,可在很低负荷(10%额定负荷)下可靠运行。按循环泵与给水泵的连接方式分串联及并联两种,串联式应用较广。省煤器来水先进入混合球,经循环泵送至水冷壁,水冷壁出口工质一分为二,蒸汽进过热器,水则经循环管路进混合球,与给水混合后由循环泵再送进水冷壁。直流工况时,水冷壁出口工质全部进入过热器,再循环管路断开。

guolu zuixi wenran fuhe

锅炉最低稳燃负荷 (boiler minimum load for stable combustion; boiler turndown ratio)

锅炉机组在不借助辅助燃料能够长期连续稳定燃烧所提供的最低蒸发量。对燃煤锅炉来说是不投油或气体燃料助燃而能连续稳定燃烧的最低蒸发量(通常用额定负荷的百分数表示)。当锅炉负荷低于最低稳燃负荷

时,炉膛内火焰温度降低,将会出现火焰不稳定甚至灭火的现象。锅炉最低稳燃负荷的高、低,对锅炉安全和经济运行有很大影响,它是满足电网负荷变化并实现经济调度,节约助燃用油(或气)的重要运行特性之一,对于调峰机组尤为突出。为此各国都在致力于稳燃技术的开发研究。

锅炉的最低稳燃负荷应通过试验确定。可采取停用部分燃烧器的方法,减少送入炉内的燃料量和空气量,按5%~10%额定负荷的幅度逐渐降低负荷,直到出现炉内燃烧不够稳定现象的高一级负荷为止,或按照制造厂及有关协议的规定,到保证的最低稳燃负荷为止。在每一级负荷下必须保持运行燃烧器适宜的燃料/空气比;给水温度也应与设计计算值相符,煤粉的细度符合要求。每级负荷下保持稳定运行15~30min,在最低一级稳燃负荷下,必须连续稳定运行2h以上,并详细检查燃烧工况,以便确认这一负荷下的燃烧稳定性。对液态排渣炉,在试验过程中还应注意调整燃烧器的配风工况,使下部的燃烧器正常运行,以维持渣池温度和正常流渣。由于液态排渣炉的热惯性比固态排渣炉大,在逐级减负荷的过程中,每级负荷下的稳定运行时间应在30min以上。到临界排渣负荷以后,呈固态排渣运行,可按固态排渣炉一样,求得其最低稳燃负荷。但这一最低负荷,即使燃烧稳定,持续时间也不能过长,一般不允许超过8h。有时为了进一步检验最低负荷下燃烧的稳定性,可采用短时间的给粉量扰动或短时间减少15%~20%的给水量来进行燃烧稳定性的校核。如由于这些短时间的扰动而出现火焰不稳定现象,那么其最低稳燃负荷就应定为较此负荷升高一级的负荷。

随着燃料的性质、锅炉燃烧设备的结构及设计与运行方式的不同,各种锅炉的最低稳燃负荷有很大的差别。褐煤、烟煤固态排渣锅炉,一般为额定负荷的25%~50%;劣质烟煤、贫煤、无烟煤固态排渣炉,约为额定负荷的50%~75%;单室液态排渣炉的临界负荷约为额定负荷的70%,双室的可到50%~60%;旋风炉可低到25%~35%。由于各台锅炉的热工自控设备及运行维护人员的技术水平,乃至电厂技术管理水平的不同,锅炉实际可供调度的最低负荷,往往会高于上述数值和试验得到的数值。

guonei shuizhuli

锅内水处理 (boiler water conditioning)

为使锅内在各种运行条件下不形成沉积物,不发生腐蚀和获得清洁蒸汽,而对锅水进行处理的技术,也称锅炉水运行方式或锅炉水化学工艺。

锅内水处理和锅炉给水处理紧密相连,因锅炉给

水处理除保证给水系统无沉积物、不腐蚀外,也是为了保证锅炉内部不结垢、不腐蚀,蒸汽通流部分不积盐。一般锅内水处理包括酸碱度控制、沉积物控制和蒸汽携带控制。

锅炉的防腐,主要依靠在金属表面形成并保持氧化铁保护膜,因此,要求锅水不具腐蚀性。原水中绝大部分杂质虽已由锅外水处理将其除掉,但是,随补给水进入水汽系统中的少量杂质,在锅炉水循环蒸发过程中会不断浓缩;水汽系统中的结构材料也会对锅水造成新的污染。此外,凝汽器冷却水泄漏或其它部位泄漏,会将杂质带入锅内;蒸发受热面沉积物下的锅水强烈汽化,也会导致局部杂质的高倍浓缩。因此,为提高锅炉运行的安全性和经济性,保证蒸汽品质,锅内水处理是必不可少的防护措施。具体处理方法要根据锅炉型式、运行参数、结构材质、补给水质量以及环境保护要求等因素选择。

酸碱度控制 为降低腐蚀,一般使锅水稍呈碱性。为此,在以电导率小于 $0.2\mu\text{S}/\text{cm}$ 的除盐水作为给水时,为不增加水中含盐量,一般采用全挥发性处理药剂,如以深度除盐水运行的直流锅炉和亚临界参数锅筒锅炉,可添加挥发性氨保持锅水的碱性,还可以联氨除氧兼起调节水质碱度的作用。但是无论采用哪一种挥发性药剂,共同的缺点与氧化性运行方式(中性或联合处理)一样,是这种锅水对意外进入其中的杂质缺乏缓冲能力。

欧洲一些国家,采用在锅水中保持限量的 NaOH 来维持锅水碱性的方法。例如德国 VGB1988 年出版的锅炉给水、锅水及蒸汽标准中明确规定,压力低于 15.68MPa 锅筒锅炉的水运行方式,可同时使用挥发性和固体(通常为 NaOH ,也可使用 Na_3PO_4) 碱化剂,以使锅水达到足够的碱度,使 pH 值维持在一定的范围内。

沉积物控制 有机械控制法和化学控制法两种。机械控制法即锅炉排污,将积聚的杂质排出以降低锅水中固体物含量,但这种方法不能充分地抑制或影响沉淀物的形成。化学控制法一般借助于沉淀和溶解机理。其中沉淀法是用处理药剂使水中杂质形成不易结垢而便于在排污时排掉的分散状态沉淀物。所用药剂有碳酸钠、磷酸盐和聚合物。溶解法是靠添加药剂使可形成沉淀物的杂质保持溶解状态,而不在金属表面析出,并通过排污降低其浓度,所用药剂为有机合成聚合物。但溶解法很少在高参数锅炉中使用。

蒸汽携带控制 通过控制和调整锅水水质及组成,减少蒸汽的机械携带和选择性携带,保证蒸汽质量,防止蒸汽通流部分积盐。(见蒸汽携带)

锅内水处理在 20 世纪初已开始采用,最初采用的

是碳酸盐处理法;1927 年开始采用磷酸盐处理法,在此基础上于 1937 年开发出协调磷酸盐处理法;40 年代采用依靠离子平衡减少锅内沉积物的控制法;50 年代采用全挥发性处理法;60 年代在中、低压锅炉中应用整合剂和聚合物处理;70 年代全挥发性处理(包括氧化性运行方式)有了很大发展;80 年代又对磷酸盐处理进行改进,开发出等成分磷酸盐处理、低磷酸盐处理及平衡磷酸盐处理等新的处理方法。

guotong

锅筒 (drum) 水管锅炉中用以进行汽水分离和蒸汽净化,组成水循环回路并蓄存锅水的筒形压力容器,又称汽包。主要作用为接纳省煤器来水,进行汽水分离和向循环回路供水,向过热器输送饱和蒸汽。锅筒中存有一定水量,具有一定的热量及工质的储蓄,在工况变动时可减缓汽压变化速度,当给水与负荷短时间不协调时起一定的缓冲作用。锅筒中装有内部装置,以进行汽水分离、蒸汽清洗、锅内加药、连续排污,籍以保证蒸汽品质,见图。

锅筒是锅炉中最笨重且价格昂贵的厚壁承压部件。锅筒不但承受很高的内压,而且由于运行工况变化,还会由于壁温的波动产生热应力,因而工作条件恶劣,需进行有效的运行工况监督。

结构和材料 锅筒工作条件复杂,出现事故的后果严重,必须严格控制锅筒所用材料的化学成分、机械性能和焊接与加工工艺质量,并经过一系列的严格检验。锅筒由筒体和封头构成。

(1) 筒体:指锅筒的圆筒部分,它的内径和长度与循环方式、锅炉容量、蒸汽参数及内部设备结构形式有关。锅筒筒体通常在多辊筒卷板机上卷制而成。亚临界压力锅炉锅筒筒壁太厚,需在巨型压力机上压制。

(2) 封头:亚临界压力锅炉常为半球形,高压、超高压锅炉常为椭圆形,中压锅炉为较扁的椭圆形。封头上设有人孔,以便安装和检修内部装置。封头在水压机或油压机上压制成型。

各种参数锅炉常用锅筒尺寸及材料见表。

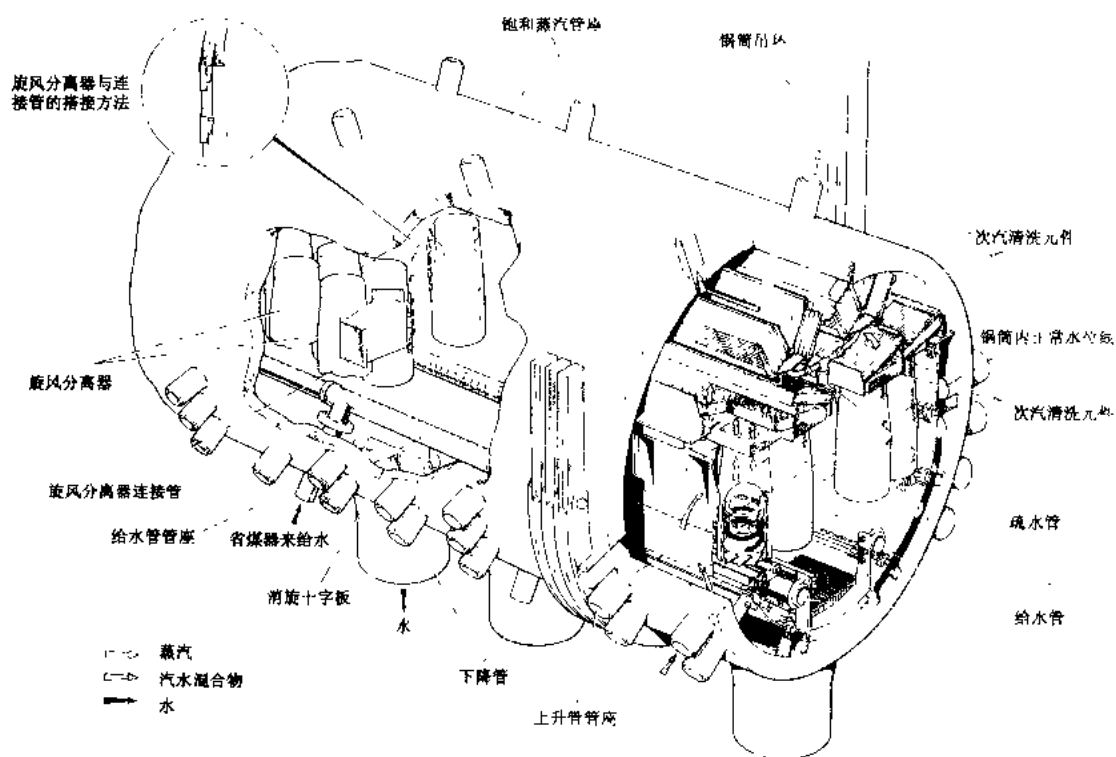
各种参数锅炉常用锅筒尺寸及材料

压力	中压	高压	超高压	亚临界
内径 (mm)	1400~1600	1600	1600~1800	1700~1800
壁厚 (mm)	46	90~100	100~120	140~200
材质	碳钢	C-Mn 钢	Mn-Ni-Mo 钢 Mn-Mo-V 钢	C-Mn 钢 Mn-Ni-Mo 钢

工况监督 在锅炉起停过程中,锅筒上下壁及内

外壁之间均有一定温差,产生热应力,特别是高参数锅炉锅筒壁很厚,锅筒往往成为限制起动速度的主要部

件,因此必须对锅筒内外壁及上下壁温差进行测量并加强监督。



锅筒内部装置示意图

(1) 上下壁温差: 自然循环锅炉运行和起停过程中,由于锅筒内汽和水对筒壁放热的差异,起动时上半部壁温低于下半部,停炉时则相反,一般规定上下壁温差应 $\leq 50^{\circ}\text{C}$ 。现代大型锅炉有的在锅筒内周设置汽侧夹层,使下半部筒壁与汽水混合物接触,上下壁温差将大为减小。

(2) 内外壁温差: 锅炉起动过程中,锅筒内工质温度不断升高,因而内壁温度高于外壁,产生热应力 $\sigma_r = 0.245dt/drS^2$, MPa, 式中 dt/dr 为升温速度, $^{\circ}\text{C}/\text{h}$; S 为锅筒壁厚, mm。

通常限制锅炉的锅筒内工质升温速度为 $1\sim 2^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

guotangshi guolu moniliang kongzhi xitong

锅筒式锅炉模拟量控制系统 (modulating control system of drum type boiler)

使锅筒式锅炉适应负荷需要,同时维持锅炉安全、经济运行的控制系统。它的主要任务是使反映锅炉运行情况的有关参数,如锅筒水位、过热蒸汽压力、温度、再热蒸汽温度、炉膛负压、烟气含氧量等,保持在允许的数值范围内变化。锅筒式锅炉作为被控对象的示意图如图所

示。锅筒式锅炉是一个多输入-多输出且相互关联的复杂对象,需要控制许多个被调量,相应地亦有许多调节量。而每个调节量的改变实际上都要影响到几个被调量。因此锅筒式锅炉的自动控制系统应该在负荷要求



锅筒式锅炉作为被控对象的示意图

改变时,使各调节量协调变化;而当负荷要求和其他工作条件不变时使各调节量自动保持适当的数值,从而保证各被调量基本上等于希望的数值。但是,这种多变量控制系统将是十分复杂的。根据锅筒式锅炉的结构和运行特点,可组成几个相对独立的自动控制系统,其中主要的有:以给水量为调节量,以锅筒水位作为被调量的给水控制系统;以减温水量为调节量,以过热汽温作为被调量的汽温控制系统和以燃料量、送风量、引风量作为调节量(这三个调节量必须适当配合,才能保证正常燃烧),而以主蒸汽压力(或设定负荷)、燃烧过量

空气系数(或烟气含氧量)、炉膛负压作为被调量的燃烧控制系统。实际上这几个控制系统之间也存在关联。

qiugong yonggang

锅筒用钢 (steel for boiler drum) 用于制造锅炉锅筒用的钢板,是按用途分类的名称。锅筒,又称汽包,是按用途分类的名称。由于现代大型电站锅炉锅筒压力高,均为厚钢板或特厚钢板制成,并在热轧和热处理状态下使用。选择合适的锅筒用钢的主要原则是需满足锅筒的工作条件以及对其制造和运行的特殊要求。大型锅炉锅筒的金属工作温度一般为 370℃ 左右及以下的中温,承受内压和外部弯曲应力并有水和蒸汽介质的腐蚀,在制造时需经卷板、焊接、热处理等加工工序;锅筒又是电站锅炉中壁厚最大的压力容器构件,壁上开有大量的管孔,又受有较大的热应力,是限制锅炉起停速度的主要构件,并需在运行中防止其脆性破坏及低周疲劳破坏。为此,对锅筒用钢除应满足钢质纯净及表面质量等锅炉钢的共性要求外,尚应具备:①足够的常温及中温强度,以力求减少所需的壁厚值,从而减少加工和运行中的困难。②良好的加工性能如卷板及焊接性能等,即要求在保证强度的前提下尽量减少钢中含碳量和合金元素量。③良好的塑性和韧性,要求其延伸率 δ_5 不小于 18%, 10mm×10mm×55mm 的 V 型缺口标准冲击试样室温冲击功不小于 25J。④时效敏感性要小,由于锅炉锅筒的工作条件在应变时效敏感区内,较小的时效敏感性可使锅筒在运行过程中不致因冲击韧性下降而造成脆性破坏。具体要求是对标准 V 型缺口试样应变时效后的室温冲击韧性值不小于 29J/cm²。⑤较低的缺口敏感性、较高的断裂韧性及良好的抗低周疲劳性能。这方面,良好的塑性和韧性也为此提供了保证。

低碳钢和低碳低合金钢可作为锅筒用钢。由于决定锅筒壁厚的设计许用应力的主要指标是钢的屈服强度 σ_s ,可按不同强度等级将锅用钢分类以适应从小到大、不同容量的锅炉的需要。 $\sigma_s=225\sim245\text{MPa}$,主要为碳钢板如 20g,可用于中、小容量锅炉锅筒; $\sigma_s\geq 294\text{MPa}$,主要为非合金钢的碳锰钢如中国的 22g,美国 ASME 的 SA299,德国的 19Mn6 以及日本的 SB46B 等; $\sigma_s\geq 343\text{MPa}$,主要为锰镍钼钢板如中国的 13MnNiCrMoNb,俄罗斯的 16ГНМ,德国的 BHW35 (即 13MnNiMoNb) 等。后两类可用于中、大容量锅炉锅筒,目前中国 300MW 亚临界压力锅炉锅筒的常用钢板为 SA299 或 BHW35。在相同设计参数下,两者壁厚依次为 203mm 和 147mm。锅筒用钢也在不断发展中,如 90 年代美国 ASME 已将德国开发的用于主给水管的材料 15NiCuMoNb5 (即 WB36) 接受为锅筒用

钢,该钢由于强度高,可使亚临界参数机组的锅炉锅筒壁厚明显降低。

guocheng kongzhi caijizhan

过程控制采集站 (process control and acquisition station) 计算机监视和控制系统的组成部分,是整个系统与工艺过程之间的前沿接口,完成过程数据采集、处理和过程控制功能,简称过程控制站或过程站。它是一个可以独立运行的计算机监测与控制系统。

组成 过程控制采集站由基本部件控制器、通信网络和输入/输出模件组成,其他的附属部件有电源模件及电源分配系统、硬件诊断监视模件、接口模件、冗余接口及控制模件、机柜和机械电气连接保护部件。

过程控制采集站一般不采用磁盘操作系统,其软件多数采用模块化结构设计,其软件系统是通过组态方式,形成执行代码(内部子程序—功能块)和数据部分(分散实时数据库),并分别装载在控制器或智能模件的 ROM 和 RAM 中生成的。

功能 过程控制采集站的功能主要有采集控制、通信管理和安全管理三个方面,具体包括:①实时数据输入/输出与处理,包括过程信号回路电气隔离、抗电磁干扰措施、模/数/模转换、电压转换、贴加时间标签、非线性校正、补偿运算、工程单位转换、量程及设定点设置、累积量及其他二次计算等。②实时过程控制,由控制器和智能模件执行,包括机组起停、运行、连锁、保护等实时开环和闭环控制程序和逻辑。③通信管理与接口,包括与上级网络的通信、站内通信、与专用控制仪表或设备和其他供货商的控制系统的接口、与就地调试或操作显示终端的接口。④系统管理、测试与诊断,对系统设备资源进行管理、在线实时监视、诊断并设置报警。⑤设备监测与报警输出,对所监测与控制的回路、过程仪表和设备进行实时状态监视并设置报警输出。⑥冗余设置与切换,对控制器、输入/输出模件、电源、接口和总线等根据设计和运行要求进行冗余设置并在工作部件故障时进行冗余切换。

类型 过程控制采集站因计算机监视和控制系统的不同而分成集中控制器型与分散控制器型两种类型。根据所监测与控制的过程对象或工艺系统的形式有通用型和专用型之分。集中控制器型的过程控制采集站在结构上只有一个单个的或冗余的主控制器。分散控制器型的过程控制采集站在结构上若干个由内部网络连接的分散功能的控制器(模件)构成。对于一般的工艺过程,通用型过程控制采集站可以满足使用要求。而对于一些特殊的具有很高的速度响应和可靠性要求的过程对象或工艺系统,则需要专用过程控制采

集站,如汽轮机控制和保护系统、炉膛安全监控系统和电气的一些调节保护系统等。

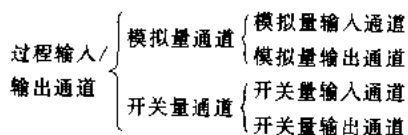
根据计算机监测与控制系统的结构特点与控制运行的设计要求,过程控制采集站的硬件配置可按工艺分配与功能分配两种方式进行。但应尽量考虑合理分配系统资源并与控制软件合理分散相结合。

受现场条件及其他客观原因如电源和保护要求等的限制,常规现场控制采集站多数为集成设计,以机柜为单位集中安装。随着现场总线和智能仪表技术的发展,现场控制采集站的物理结构和性能有条件实现本质性的变化和进步。

guocheng shuru shuchu tongdao

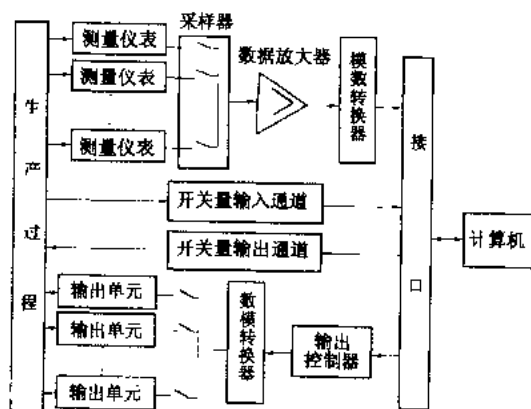
过程输入/输出通道 (process input/output channel)

计算机系统与被控对象(生产过程)相互交换信息的硬件设备。按其处理的信息类别又可分为模拟量通道和开关量通道。过程输入/输出通道的分类可表述为:



在火电厂的计算机监视系统中还有脉冲量的输入通道。

过程输入/输出通道与计算机的关系可用下图表示。



过程输入/输出通道

模拟量通道 接受或发出模拟量(连续的物理变量)信号的设备的总称。可分为模拟量输入通道和模拟量输出通道。

模拟量输入通道 接受模拟量信号并将其转换成相应的二进制数字量信号的设备。它主要包括:①采样器;②数据放大器;③模/数转换器(A/D转换器)。

(1)采样器是获取输入信号的装置,它把已变换为

统一电压信号的被测参数值按要求输入数据放大器。在模拟量输入通道中往往只配备一个公用的数据放大器,因此必须用多路转换开关(开关矩阵)进行选通采样。常用的采样器有机械触点开关和电子开关两种。机械触点开关是指干簧继电器或湿簧继电器(水银继电器);电子开关又称为无触点开关,它由晶体管或场效应管及其他电子元件组成。机械触点开关具有开路电阻大,接触电阻小,不受环境温度影响的优点,但其动作速度慢,一般采样速度不大于250点/s,近年来已较少应用;而电子开关的采样速度可达10万点/s。近年来一种新型的变压器耦合采样开关开始使用。

(2)数据放大器对采样器的输出信号进行线性放大,使其与模/数转换器的输入范围相匹配。数据放大器还担负着系统抗干扰的任务。因此它除了要求有高精度、高稳定性、宽频带,高输入阻抗和低输出阻抗的性能外,还要有较高的抗共模抑制比。

(3)模/数转换器完成对连续信号的量化过程,把模拟量转换为等价的数字量。其转换输出的二进制位数决定系统精确度,常有8位输出和12位输出。

模拟量输入通道的主要技术指标为:①输入容量:引入的最大模拟量点数;②输入信号:引入信号的电压等级及范围,一般有伏级、毫伏级两个等级;③采样速度:每秒钟完成采样及处理的点数;④转换精确度:取决于A/D转换器的输出,12位输出的精确度不少于0.5%;⑤抗共模抑制比:系统抑制共模干扰的能力,一般要求不小于120dB。

模拟量输出通道 把数字量信号转换为模拟量并进行输出的设备。它主要由输出控制器、数/模转换器(D/A转换器)及输出单元组成。输出控制器控制整个通道的输出过程。数/模转换器将要输出的二进制数字量转换为连续的模拟量输出。在模拟量输出通道中一般只配备一个数/模转换器,通过开关矩阵选通输出,分时地作用于输出单元。对于每一路模拟量输出,为了保持其输出的连贯性,即在新的输出未到之前,保持原输出信号不变,就必须对转换完的模拟量进行存储保持。这部分工作由输出单元完成。模拟量的存储保持方法有三种,其一是用步进电机作为存储器,它带动其他设备(如多圈电位器等)作恒定输出,这种电机式存储是非破坏性的,可以长时间地保存,具有较高的可靠性;另一种非破坏性存储器是多孔磁芯存储器;第三种是采用电容和场效应管组成的存储器。

模拟量输出通道的主要技术指标为:①输出容量:指输出模拟量的回路数;②输出信号:常用电压和电流两种。D/A转换器的输出为电压信号,为了要得到电流信号,就必须进行转换。

开关量通道 接收或送出开关量信号设备的总



称。开关量是指具有两个状态的过程量,典型的开关量为生产过程的电接点信号(继电器的开和合)。因此每一个开关量可以用一位二进制数“0”或“1”来表示两个不同的状态,由于计算机的输入/输出处理是按字节进行的,所以开关量的输入/输出往往按字节进行编号分组。例如常用的微型计算机字节为8位,那么每次可以同时对待8个开关量进行输入/输出处理,所有的开关量以8为模进行分组处理。开关量通道可分为开关量输入通道和开关量输出通道。

开关量输入通道 接受开关量输入信号的设备。按其硬件结构可分为总线式和直接式。

在总线方式中,通道设有一公用的输入寄存器作记忆元件存放一组开关量的状态。计算机在进行开关量输入时,首先根据开关量组号,接通输入寄存器和要输入开关组的联系(如通过开关矩阵),再将其状态送入输入寄存器,计算机从输入寄存器中读取该组开关的状态。在直接方式中,每组开关直接与门电路连接,一旦输入选通,计算机无需通过寄存器,可从相应的门电路直接读取状态。直接式的输入速度较快,因此使用比较广泛。

开关量输入通道按接受信号的方式又可以分为扫描开关量和中断开关量。扫描开关量是通过计算机周期性采样来接受信号的,中断开关量在其动作之后立即向计算机发出中断申请信号,计算机响应之后由相应的中断处理程序来读取变位开关量状态,中断响应由硬件和软件协同完成。中断开关量具有较强的实时响应性,一般来说中断开关量都是比较重要的开关量。

开关量输入通道中值得注意的问题是在信号输入时,必须与生产过程进行隔离,常用光电耦合器件实现。光电隔离一方面可以将接点信号转化为符合计算机的电平信号,另一方面可以消除生产过程中的干扰对计算机系统的影响。

开关量输出通道 把计算机内部的二进制数字量转换为离散的状态量的装置,往往根据要求去控制电接点的“通”或“断”。它是通过开关量分组来实现的。根据其对待接点的作用,可以分为无触点和有触点两种,前者通过光电耦合元件作为输出,后者则直接驱动继电器动作。无触点输出速度快,可靠性也较高。

开关量通道的主要技术指标为:输入/输出容量和输入/输出电压。

guo leng aosteniti zhuanbian tu

过冷奥氏体转变图 (transformation diagram of super-cooled austenite) 描述钢经奥氏体化后,冷却到相变点以下区域时,过冷奥氏体向珠光体、贝氏体、马氏体转变开始和结束与温度(纵坐标)、时间

(横坐标)关系的综合动力学曲线图。有等温冷却和连续冷却等两种,分别称过冷奥氏体等温转变动力学曲线,又称C曲线、S曲线或TTT曲线,和过冷奥氏体连续冷却转变动力学曲线,又称CCT曲线(如图1)。

过冷奥氏体等温转变曲线 是比较钢的淬透性、制定等温退火和下贝氏体等温淬火工艺的重要依据。如图1(a)所示,由孕育期、扩散型转变、中温转变及马氏体转变等组成,有的还有先共析部分,合金元素还会对曲线产生影响。

孕育期 过冷奥氏体发生转变的准备时间。在图1中注有A的区域,表明不同过冷度为转变准备所耗费的时间不同。在 A_{c1} 以下,约550℃时孕育期最短,一般称为“鼻子”。鼻子部位的孕育期长短,是钢淬透性高低的重要标志。如果TTT曲线右移或上移,意味着钢的淬透性增大,以较慢的速度冷却,也能发生马氏体转变。

扩散型转变 从 A_{c1} 到“鼻子”温度,过冷奥氏体等温转变产物是通过铁和碳原子扩散生核长大完成的。随转变温度下降,共析产物由粗变细,硬度也依次升高,并依次称为珠光体、索氏体与屈氏体。

中温转变 “鼻子”温度以下, M_s 以上,属中温区,为奥氏体向贝氏体转变。该转变仅碳原子有扩散,而铁原子以非扩散即共格方式参加转变。中温区的上部,以上贝氏体转变为主,下部则以下贝氏体转变为主,两种贝氏体的组织与性能有明显差异。

马氏体转变 M_s 以下,过冷奥氏体发生的非扩散性(即共格方式发生)相转变。在一般实际条件下,马氏体转变温度 M_s 与冷却速度无关,所以是一条与横坐标平行的线,马氏体转变结束的温度 M_f 往往在0℃以下,所以在TTT图中没有标出。

有先共析转变的C曲线 在亚共析与过共析钢中,有先共析铁素体或渗碳体析出,因此TTT图中,珠光体转变开始前,有一条先共析产物析出线,到共析产物析出开始,意味着先共析转变结束。

合金元素的影响 奥氏体中合金元素含量是影响TTT曲线的主要因素。奥氏体中合金元素会使TTT曲线右移、上移和形状改变。除Co以外的合金元素,均不同程度上推迟珠光体转变;合金元素,除Co、Al以外,也推迟贝氏体转变。其他因素如奥氏体的均匀性和晶粒度等也对曲线有影响,如晶粒越大,则TTT曲线右移。

合金元素对TTT曲线形状的具体影响,大致可以分成以下五种典型类型,如图2。

图2(a) 锰钢、镍钢、硅钢的TTT曲线,出现右移,但保持一个“鼻子”。

图2(b) 铬钢、铬硅钢、铬锰钢、铬镍钢、铬铝

钢、铬锰硅钢及高速钢的 TTT 曲线，具有两个“鼻子”即珠光体转变和贝氏体转变各有一个“鼻子”。电

厂高温高压主蒸汽管道用钢 12Cr1MoV 的 TTT 曲线，属于这种类型。

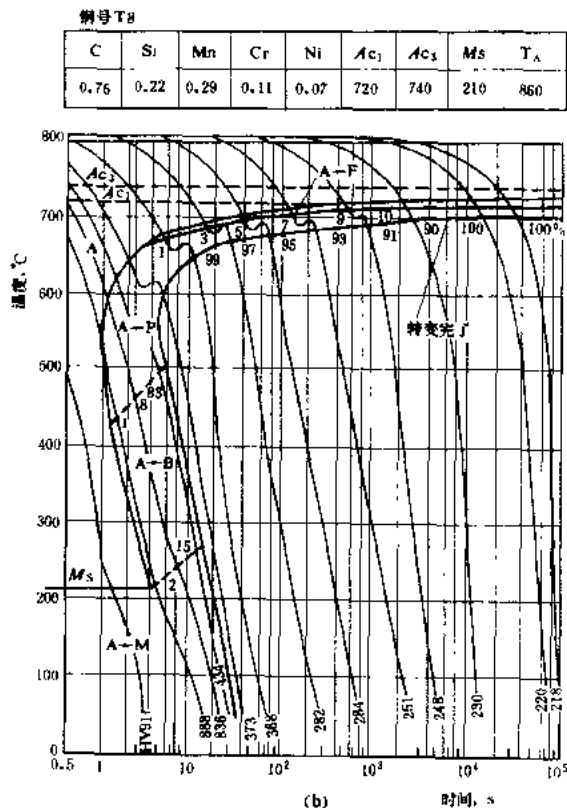
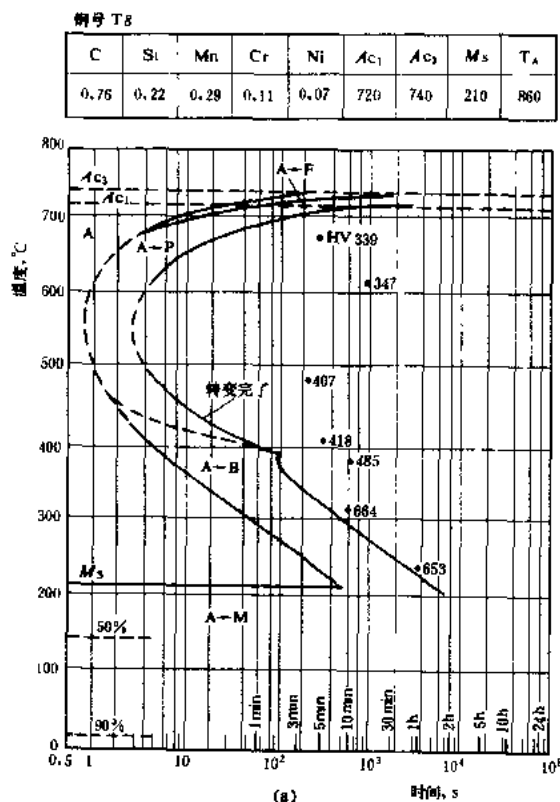


图 1 过冷奥氏体转变图

(a) T8 工具钢 TTT 曲线；(b) T8 工具钢 CCT 曲线

图 2 (c) 以 1Cr13、2Cr13 为典型的马氏体钢的 TTT 曲线，只有珠光体转变和马氏体转变，贝氏体转变被抑制。

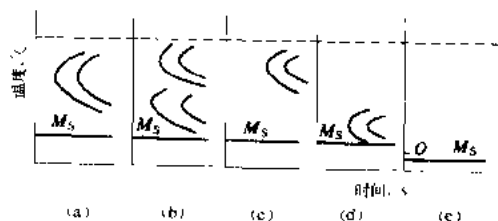


图 2 合金钢 TTT 曲线几种典型形式图

图 2 (d) 以 18Cr2Ni4MoA、10CrNiMoVB、15CrMn2SiMo 等钢为典型的 TTT 曲线，有明显的贝氏体转变和马氏体转变，珠光体转变被抑制。

图 2 (e) 以 1Cr18Ni9Ti、Mn13 为典型的奥氏体钢的 TTT 曲线，珠光体和贝氏体转变被抑制，只有马氏体转变，但在 0°C 以下，因此，在室温仍保持奥氏体的组织特征。

过冷奥氏体连续冷却转变曲线 一般热处理大多

为连续冷却，需连续冷却情况下的转变曲线，如图 1 (b) 所示，与等温转变曲线相比较，在连续冷却时其转变曲线有向右下方移的趋势。即奥氏体比等温转变时有更大的稳定性。在碳钢中甚至发生完全抑止贝氏体转变的情况。连续冷却转变曲线虽较接近实际，但应用不如等温转变曲线方便。

qudici xicizhiq.

过励磁限制器 (over-excitation limiter)

自动电压调节器中为了防止同步发电机励磁绕组长期过负载而专门设置的限制励磁电流的附加装置。它是避免长时间强行励磁造成转子绕组损坏的一种预防措施，又称强励限制单元，或磁场过流限制器。

当电力系统电压突然下降时，自动电压调节装置强行励磁，迅速将发电机的励磁增至最大，以保证发电机并列运行的稳定性和改善电力系统的运行条件。由于励磁绕组的热容量较大，强励时绕组温度逐渐升高，经历了一定时间之后，温度才上升到威胁励磁绕组绝缘的程度。所以，经历了允许的强励时间（例如按转子

温升限制在10s左右,见强行励磁)之后,若强励电流不能自动降下来,则励磁限制器动作,自动将励磁电流限制到发电机转子温升所容许的电流值附近。其延时可分为定时限和反时限两种:定时限过励磁限制允许强励一段时间后,即将励磁电流限制到容许值;反时限过励磁限制从转子绕组发热考虑,其允许的强励时间是随发电机励磁电流大小而反方向变化的。

(cuofuqi (chi)

过滤器 (池) (filter) 采用各种过滤介质除去水中悬浮物的设备。主要用于火力发电厂锅炉补给水的预处理。当原水为地下水时,可直接过滤;当原水为地表水时,先经混凝、澄清,再进行过滤,以降低水的浊度,还可不同程度地降低水中的有机物、细菌、臭味和色度。

过滤器按过滤介质可分为:粒料过滤、成型滤材过滤、助滤剂过滤和其他过滤等。粒料过滤按滤速可分为慢滤和快滤;按不同粒料配比方式可分为单层、双层和变孔隙过滤;按水流向还可分为单流和双流过滤器等。成型滤材过滤包括:滤布、滤网、多孔陶瓷、绕线滤元和纤维过滤等。助滤剂过滤通常称覆盖过滤,助滤剂有硅藻土、纸浆和粉末树脂等。其他过滤如活性炭、天然锰砂和膜过滤等。

火电厂锅炉补给水预处理主要采用粒料过滤(其他型式的过滤见超过滤和前置过滤器),并按设备结构型式分为压力式和重力式两类。

压力式过滤器 压力水通过滤层过滤的设备,又称机械过滤器。分单流、双流和双层、三层滤料和变孔隙过滤器等。

单流过滤器 压力水在容器中单向流动以薄膜过滤(表面过滤)为主的过滤设备,过滤器中装有进水装置、排水装置和压缩空气管路等,如图1所示。

双流过滤器 设备类似单流式,但供水从上、下两路进入器内,清水由中部引出。上部滤料主要起薄膜过滤作用,下部滤料主要起渗透过滤(体积过滤)作用,可充分发挥滤料的截污能力。由于该设备对滤料粒度要求严格,操作繁杂,下层滤料不易洗净以及检修和维护工作量较大,较少采用。

双层、三层滤料过滤器 压力容器中装填二层或三层不同相对密度滤料的过滤设备。通常双层滤料上层为粒度大、相对密度小的无烟煤,下部为粒度较小、相对密度大的石英砂。该设备的优点是:截污能力大,水头损失增加慢,滤速较高,工作周期长。但滤料级配要适当才能反洗分层良好,否则失去双层滤料优点。三层滤料过滤器是在双层滤料基础上发展起来的,不仅滤速更高,而且下层重质细滤料对防止杂质穿透有很

大作用,一般最上层为无烟煤,中层为石英砂,下层是石榴石或磁铁矿砂。

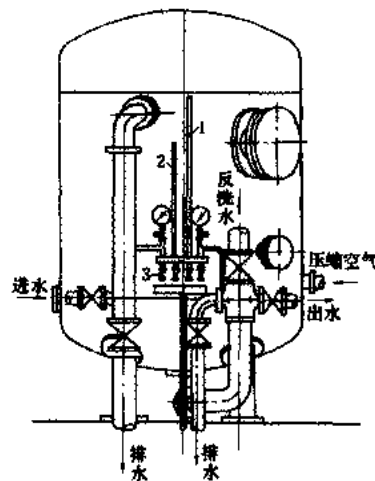


图1 单流过滤器

1-空气管; 2-监督管; 3-采样阀

变孔隙过滤器 大粒径滤料和细粒滤料混合构成滤层的过滤器。滤层除可起截留、沉淀、桥接等作用外,还可发生絮凝作用。其特点有:易于除去细小微粒,滤速高,截污能力大,运行周期长,操作简单和反洗水少等。大、小滤料粒径和相互比例,应按水质情况经试验和计算决定。

重力式过滤池 水靠重力通过滤料过滤的构筑物。用于火电厂的主要有无阀滤池、单阀滤池和虹吸滤池。

无阀滤池 无阀门的重力式过滤池,如图2所示。设备自上至下主要分三个部分:冲洗水箱、过滤室和集水室。此外,还有进水装置和冲洗用虹吸装置等。进水

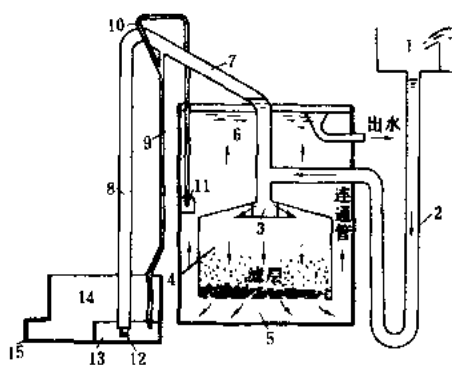


图2 重力式无阀滤池

1-进水管; 2-进水管; 3-挡板; 4-过滤室; 5-集水室; 6-冲洗水箱; 7-虹吸上升管; 8-虹吸下降管; 9-虹吸辅助管; 10-抽气管; 11-虹吸破坏管; 12-锥形挡板; 13-水封槽; 14-排水井; 15-排水口

通过滤层过滤后汇集于下部集水室，再由连通管进入上部冲洗水箱，当水箱满后便开始送水。运行中随着滤层阻力增大，虹吸上升管的水面随之升高，当阻力增加到使水面上升至虹吸辅助管口时，水封槽满水，水即从虹吸下降管急速流出，开始自动反冲洗。当冲洗水箱水位下降至虹吸破坏管口以下时，由于空气进入虹吸管内，虹吸作用停止，冲洗过程结束，进入下一运行周期。该设备的优点是：结构简单，无阀门，造价便宜，运行管理方便。但滤池面积也不宜过大，否则会因过滤和反洗布水不均而影响正常运行，以及存在装、卸滤料都比较麻烦等缺点。

单阀滤池 工作原理与无阀滤池基本相同，不同的是虹吸管的高度较低和虹吸管装有一个阀门，如图3所示。控制设备的运行和反洗是依靠虹吸管上的阀门。可用水头损失计上的高位触点及冲洗水箱下降的低位触点联动，控制电磁阀进行自动冲洗。较无阀滤池便于安装和检修。

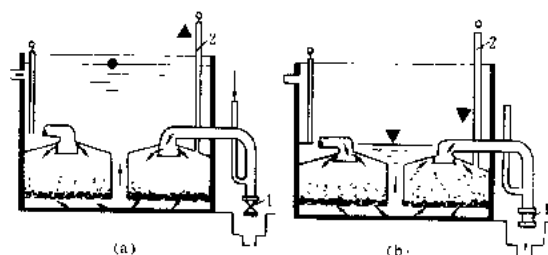


图3 单阀滤池

1—阀门；2—水头损失计

▼—液面下降；▲—液面上升；●—液面静止

虹吸滤池 以虹吸管代替进水和排水阀门的重力式过滤池。一般由6~8个单元滤池组成一个整体。各单元滤池可因地制宜排列成各种形式。图4所示为一组圆形滤池的两个单元。过滤时水的流程为：进水→总进水槽→环形配水槽→进水虹吸管→进水槽→滤层→

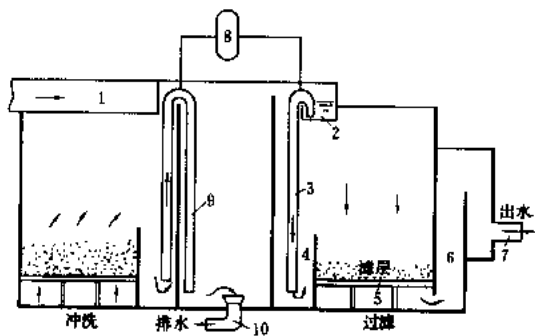


图4 虹吸滤池

1—总进水槽；2—环形配水槽；3—进水虹吸管；4—进水槽；5—配水装置；6—集水槽；7—出水管；8—真空系统；9—冲洗虹吸管；10—排水管

排水装置→集水井→出水管。各单元滤池的水位随滤池阻力的逐渐增大而上升，当达到一定的高度或运行一定时间后，滤池就要冲洗。冲洗时，首先破坏滤池进水管的真空，停止供水，当该单元滤池继续过滤到池内水位下降，流速明显变慢时，利用真空系统抽去其冲洗虹吸管中的空气，形成虹吸而开始反洗，流程见图4左侧。冲洗水由其他各单元滤池供给，当冲洗排水较清时，即可破坏虹吸管的真空，停止冲洗，随即启动进水管开始过滤。其特点是不需专设冲洗水箱或冲洗水泵。

quoreqi

过热器 (superheater) 把饱和蒸汽加热到额定过热温度的锅炉受热面部件。当锅炉负荷或者其他工况改变时，应保证过热汽温的波动在允许范围内。在现代电站锅炉中，随着蒸汽参数的提高，过热蒸汽的吸热量大大增加，因此，过热器受热面在锅炉总受热面中，所占比例增大，而且必须布置在烟温很高的区域内，使其工作条件极为严峻。过热器的合理设计与使用直接关系到锅炉运行的经济性和安全性。

过热器的类型和结构 按照换热方式，过热器可分为对流、半辐射和辐射三种型式。按结构形式，过热器可分为蛇形管式、屏式、壁式和包墙管式四种。

对流过热器 布置在对流烟道中，以对流换热为主，一般采用蛇形管式。

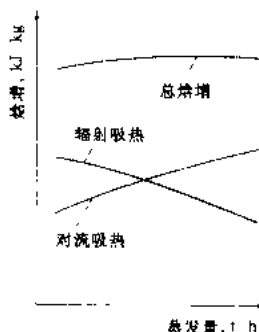


图1 蒸汽焓增与锅炉负荷关系

其换热效果主要取决于烟气温度和流速，呈现对流换热特性（见图1）。对流过热器由并联的蛇形管组成，管子外径为32~63.5mm，壁厚4~9mm。各排管子的横向相对节距 $s_1/d=2\sim3$ ，纵向平均相对节距与弯曲半径有关，通常 $s_2/d=1.6\sim2.5$ ，也有更小的。

为了达到所要求的蒸汽流速，过热器蛇形管可以布置成单管圈或多管圈。为降低过热汽温偏差，常将其沿烟道宽度分成串联的两级或三级。

半辐射过热器 布置在炉膛出口处，又称后屏过热器（见图2）。它既吸收烟气的对流热，又吸收炉膛和屏间气室的辐射热，具有较平稳的汽温调节特性。通常管子外径为32~57mm，屏间距为500~900mm。每片屏的并列管数由蒸汽的质量流

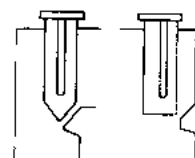


图2 后屏过热器

速来确定, 约为 15~30 根, 各根管子之间的相对纵向节距一般为 $s_1/d = 1.1 \sim 1.25$, 有的更大。

辐射过热器 直接吸收炉膛火焰的辐射热, 通常以壁式或大间距的前屏 (又称大屏、分隔屏) 的型式布置在炉壁上或炉膛上部。

前屏过热器的布置型式见图 3。壁式过热器通常布置在炉膛的前墙或两侧墙上。对切向燃烧炉膛, 分隔屏有助于缓和炉内上升气流的旋转, 使炉膛出口烟温沿炉膛宽度方向趋于均匀。

过热器系统及布置 沿烟气流向, 可布置成顺流、逆流和混流, 通常在低温烟气区采用逆流, 高温烟气区采用顺流或混流。

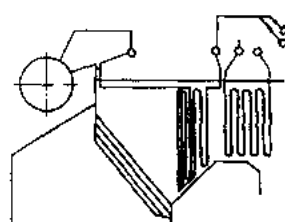


图 4 中压锅炉过热器系统

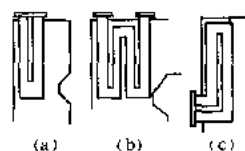


图 3 前屏过热器
(a) 前屏; (b) 大屏;
(c) U 形屏

中压锅炉采用对流过热器 (见图 4), 常分成两级, 两级管组间进行左右交叉混合, 以减小热偏差。高压锅炉常采用半辐射和对流过热器相结合的系统 (见图 5), 该系统具有较强的对流特性。超高压以上的锅炉采用辐射、半辐射和对流过热器相结合的系统 (见图 6), 这种系统具有较好的汽温调节特性。

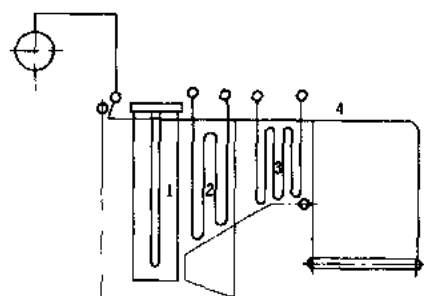


图 5 高压锅炉过热器系统

1—后屏半辐射过热器; 2—一级对流过热器;
3—二级对流过热器; 4—顶棚包墙过热器

过热器可以垂直布置, 也可以水平布置。垂直布置结构简单, 吊挂方便, 不易积灰, 但积水不易排除。水平布置则易于疏水。过热器常采用顺列布置, 以便于吹灰。

设计和运行注意事项 对过热器的管壁温度、流动阻力、汽温调节、热偏差、高温烟气腐蚀和钢材选用等问题应给予足够重视。

(1) 合理选择过热器管内工质质量流速, 常用值见

表 1。

表 1 过热器质量流速 $[kg/(m^2 \cdot s)]$

型 式		质量流速 mu
对流过热器	中压	250~400
	高压	500~1000
屏式过热器		800~1000
壁式过热器		1000~1500

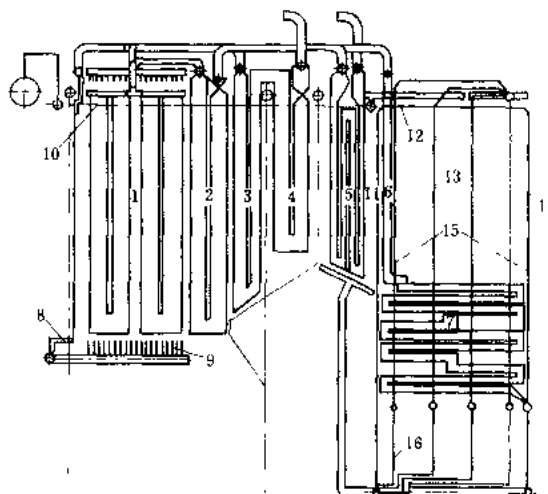


图 6 超高压及以上锅炉过热器和再热器系统

1 分隔屏; 2 后屏过热器; 3 后屏再热器; 4 末级再热器; 5 末级过热器; 6 立式低温过热器; 7 水平式低温过热器; 8 前墙辐射再热器; 9 侧墙辐射再热器; 10 顶棚管; 11 后烟道前墙管; 12 后烟道顶棚管; 13 后烟道侧包墙管; 14 后烟道后墙管; 15 过热器吊挂管; 16 省煤器悬吊管

(2) 控制每级过热器的焓增不超过 250~400 kJ/kg, 以减小热偏差; 末级过热器的焓增不宜超过 125~200 kJ/kg。

(3) 合理选择辐射和对流受热面的比例。在额定负荷时, 使辐射吸热量占过热器总吸热量的 40%~60%, 以得到较平坦的汽温变化特性 (见图 1)。

(4) 减小过热器的热偏差。

(5) 组织好炉内燃烧过程, 防止火焰偏斜和炉膛出口烟温偏高, 注意减少炉膛的漏风量。

(6) 过热器系统蒸汽侧的总阻力通常不超过过热蒸汽出口压力的 10%。

(7) 根据具体情况, 通过技术经济比较, 合理选择调温方式 (见锅炉汽温调节)。

(8) 防止高温烟气腐蚀: 锅炉设计中常采用限制壁温的办法来防止高温腐蚀, 一般控制金属壁温不超过 600~620℃。

(9)合理选择过热器的材料:管子的最高壁温不得超过选用材料的最高允许温度,并要留有裕度。中国常用过热器管材料见表 2。吊挂和定距零件由于没有工质冷却,工作温度高,通常采用高 Cr-Ni 材料。

表 2 过热器和再热器常用钢材

受 热 面 管 子			吊 挂 和 固 定 零 件	
中 国 钢 号	对应 ASME 钢号	适用温度 (℃)	钢 号	适用温度 (℃)
20G	SA210A1	≤480	20、25	≤400
15CrMoG	SA213T12	≤560		
12Cr1MoVG	—	≤580	12Cr1MoV	≤580
12Cr2MoG	SA213T22	≤580		
12Cr2MoWVTiB (钢 102)	—	≤600	1Cr6Si2Mo	≤750
12Cr3MoVSiTiB (钢 111)		≤600		
10Cr9Mo1VNb	SA213T91	≤650	1Cr20Ni14Si2	≤1100
1Cr18Ni9	TP304H	≤700		
1Cr18Ni11Nb	TP347H			

H

hailufeng

海陆风 (sea-land breeze) 因海洋和陆地地面与大气层的热交换过程不同而在海岸附近形成的一种昼夜变化的热力环流。在系统气流微弱时,白天风从海上吹向陆地,称海风(图1),夜间风从陆地吹向海洋,称陆风(图2)。海陆风水平范围可达数十公里,垂直范围达一二公里,周期为1昼夜。

海陆风的形成是由于土壤热容量比海水小得多,因此,白天在太阳辐射下,陆地上气温比海面上气温高得多,使海岸附近大气形成斜压结构。在水平气压梯度力的作用下,下层空气从海面流向陆地,上层空气由陆地流向海面,形成所谓海陆环流。一般海风从上午开始至傍晚,下午风力最大。日落后,陆地降温比海洋快,夜间海面上气温高于陆地,出现与白天相反的海陆环流。通常海风风速不超过10 m/s。陆风比海风弱,这是因为海陆温差白天比夜间大,加上夜间静力稳定度比白天大,限制了环流的发展。

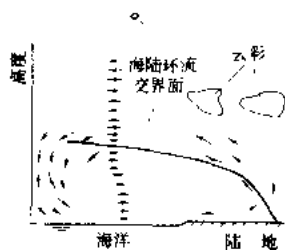


图1 海风

白天,下层空气从海上流向陆地,上层空气从陆地流向海洋

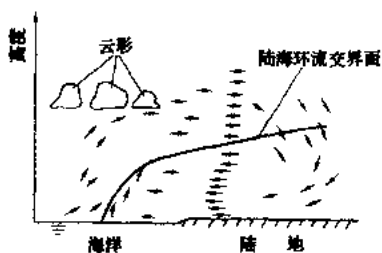


图2 陆风

夜间,下层空气从陆地流向海洋,上层空气从海洋流向陆地

只有当大尺度系统气流微弱时,海陆风的自身结构才比较明显。很强的离岸系统气流会使海风完全抑

制,而向岸的系统气流又会使海风增强而深入更远的内陆。有时它还会因柯氏力的作用而发生旋转。

在较大湖泊的湖陆交界地,也可产生类似的热力环流。

海陆环流低层的风温结构特征,可用系留气艇携带的风温测量仪器获得。

海陆环流的特殊气象和特征会造成一些特殊的空气污染形式(见污染气象学)。

hǎishuǐ shuǐzhì biāozhǔn

海水水质标准 (marine water quality standard)

为防止和控制海水水质污染,保障人体健康,保护海洋生物资源,保持生态平衡,保证海洋合理开发利用,对不同海域海水中有毒物质含量所作的规定。1982年中国颁发了GB3097-82《海水水质标准》,在此基础上做了修改,于1997年颁发了GB3097-1997《海水水质标准》。本标准适用于中华人民共和国管辖的海域。

本标准按照海域的不同功能和保护目标,将海水水质分为四类。第一类适用于海洋渔业水域,海上自然保护区和珍稀濒危海洋生物保护区;第二类适用于水产养殖区、海水浴场、人体直接接触海水的海上运动或娱乐区,以及与人类食用直接有关的工业用水区;第三类适用于一般工业用水区,滨海风景旅游区;第四类适用于海洋港口水域、海洋开发作业区。其水质控制项目包括漂浮物质,色、臭、味,悬浮物, pH值,水温,大肠菌群,病原体,溶解氧,化学需氧量(COD),五日生化需氧量(BOD₅),无机氮,非离子氮,汞、镉、铅、六价铬、总铬、砷、硒、镍、铜、锌等重金属,氰化物,硫化物,挥发性酚,石油类,六六六、滴滴涕,马拉硫磷,甲基对硫磷,苯并(a)芘,阴离子表面活性剂,以及¹³⁷Cs、¹³⁴Co、¹³⁷Sr、¹³⁴Cs、¹³⁷Cs等放射性核素等35项水质指标。对各类海域容许排入的污水水质指标见GB8978-1996《污水综合排放标准》。本标准与GB3097-82标准相比,在海水水质功能区划分上由原来的三类改为四类;水质控制项目由原来的26项增加到35项。在重金属方面增加了六价铬和镍,在有机氯农药方面规定了六六六、滴滴涕等具体项目,苯并(a)芘、阴离子表面活性剂放射性核素等均是新指标。对人为造成的海水温升,原标准对一、二、三类水域均规定不超过当地、当时水温1℃,本标准对一、二类水域规定人为造成的海水温升夏季不超过当地、当时水温1℃,其它季节不超过2℃。

随着石油开采和它的海路运输,特别是大陆架和浅海石油事业的发展,废物倾倒日益增多,使港口、海湾,直至公海的海水水质污染日益严重,引起世界人民

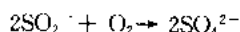
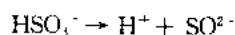
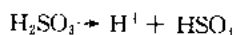
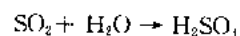
的关注。因此世界各国都十分重视保护海水水质,加强了对各种废水排放标准的制订工作和港湾的污染治理。

naishui xidifa yangqi kuolu

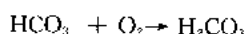
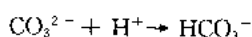
海水洗涤法烟气脱硫 (sea water scrubbing desulfurization) 利用海水洗涤吸收和海水本身

所含的碳酸盐碱度的中和作用进行脱硫的工艺。适用于燃煤含硫量小于1.5%,并以海水作为冷却水直供水的沿海电厂。本工艺的特点是:①采用直流洗涤方式,系统简单,运行可靠;②脱硫率高,可在90%以上;③不需添加脱硫剂,也无废弃物处置或利用问题;④投资和运行费用相对较低;⑤排水处理用的中和曝气池占地面积较大。

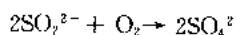
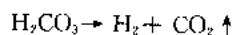
基本原理 一般海水的pH值为8.0~8.3,碱度为1.2~2.5 mmol/L,具有一定的缓冲中和能力。在此条件下,烟气中的 SO_2 溶于海水生成亚硫酸,离解成 HSO_3^- 和 SO_3^{2-} ,并部分被烟气中的氧氧化成 SO_4^{2-} 。



海水中的碳酸盐碱度中和洗涤液中的酸性物质,生成 H_2CO_3

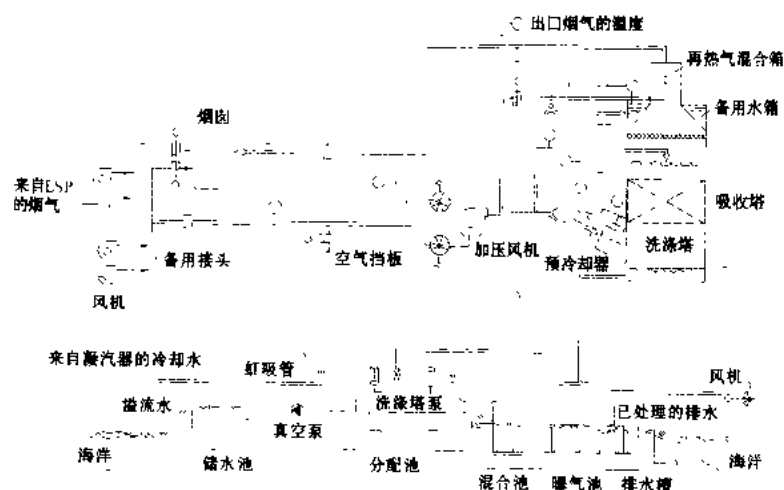


为提高排液的pH值,须向吸收塔排液中再次添加新鲜海水,进一步中和洗涤液中的酸性物质,驱赶排液中的 CO_2 ,同时,向排液鼓入空气,使 SO_3^{2-} 进一步氧化成 SO_4^{2-} ,并提高排液中氧含量,然后再排入海域。



处理流程 系统主要由吸收塔、烟气换热器和中和曝气池组成,见图。除尘后的烟气经换热器冷却后进入吸收塔,与汽轮机凝汽器排出的冷却水(海水)充分接触,以脱除烟气中的二氧化硫。吸收塔可用喷淋逆流空塔或填料塔。处理后的烟气再经换热器升温后通过烟囱排出。吸收塔排出液可在塔底部鼓入空气进行曝

气,然后排入中和池;也可靠重力自流入中和曝气池。在池内与大量的新鲜海水混合中和,提高排出液pH值;同时鼓入空气,将 SO_3^{2-} 进一步氧化成 SO_4^{2-} ,并提高海水的含氧量,然后排入大海。海水脱硫排出液的水质是, SO_3^{2-} 氧化率 $\geq 90\%$, SO_4^{2-} 增量为3%,pH值 ≥ 6.5 , $\text{COD} \leq 5 \text{ mg/L}$,溶解氧 $\geq 4.5 \text{ mg/L}$,悬浮物 $\leq 5 \text{ mg/L}$ 。



海水脱硫工艺流程图

应用与发展 自1968年第一套海水脱硫系统投入商业运行以来,迄今已有20多套商业运行系统,处理烟量共计76.4万 m^3/h (标)。已投运的装置中,最大处理烟量为112.5万 m^3/h (标),安装在挪威Husnes炼铝厂。海水脱硫在火电厂的应用源于1981年的美国关岛试验,随后在印度TATA电力公司所属的Trombay电厂的500MW机组上抽取1/4烟量进行工业性示范试验。该装置于1988年投入商业运行。此后逐步在火电厂中得到推广应用。中国深圳西部电厂已引进了一套处理300MW机组烟气量的海水脱硫装置,1999年投入运行。早期的海水脱硫工艺系统多不设曝气池。为减轻系统排水对海洋的污染影响,现有大型脱硫工程均设有曝气池。

海水脱硫工艺成熟,但这种工艺对海洋环境带来的影响,尤其是长期影响,难免引起人们较多的关注。另外,各地区沿海海域的功能有所不同,可承受这种工艺的排水能力也不尽一致。因此,各国均结合当地实际情况,因地制宜采用本工艺。

Hanfeng Fodanchang

邯峰发电厂 (Hanfeng Power Plant) 位于河北省邯郸市峰峰矿区,东北向邯郸市45 km,厂址北与义井镇相邻。厂区地形为低平状,由南至北海拔约

为 203~215 m。气候属于大陆性气候,冬季干燥、寒冷,夏季炎热多雨,多年平均温度为 13.9℃。

邯峰发电厂为合资电厂,分别有华北电力集团公司、河北省电力公司、河北省建设投资公司 and 德国西门子公司参股。

电厂燃煤主要取自晋东南潞安贫煤和当地(峰峰和邯郸)无烟煤,锅炉以 50%贫煤和 50%无烟煤掺烧作为设计煤种,以 20%贫煤和 80%无烟煤掺烧作为校核煤种。锅炉补给水与汽机冷却水采用地下水。灰由灰浆泵经灰管道送至 10 km 外的李岗西灰场。电厂建成以后,分别以 500 kV 和 220 kV 电压出线。

电厂规划容量 2520 MW,本期安装两台 660 MW 机组,新汽压力 16.089 MPa,再热汽压力 3.68 MPa,温度 540/540℃。汽轮机和发电机由德国西门子供货,汽机阀门全开时最大出力为 684.5 MW,采用节流调节、滑压运行。锅炉由美国 FW 公司设计供货,考虑到设计煤种的挥发分 $V_{\text{daf}}=13.5\%$,校核煤种的挥发分 $V_{\text{daf}}=8.55\%$,因此锅炉采用拱型炉膛(W 火焰)、平衡通风、固态排渣、自然循环汽包炉,配置一组双筒旋风式垂直向下燃烧器,是目前世界上最大的 W 型火焰炉,其炉膛截面尺寸 34.48 m×9.525 m,锅炉大板梁顶高约 65.6 m。在设计煤种时,锅炉热效率(低位发热量)为 91.61%,锅炉最低稳燃负荷为 40%。锅炉最大蒸发量为 2026.8 t/h,每炉配 6 台 D12 型双进双出式钢球磨煤机,出力备用量为 1.2。由于掺烧两种煤,为了保证混煤的均匀性,每台磨煤机入口采用两个煤斗按比例给煤,在磨煤机内磨制混合。采用冷一次风、正压直吹式制粉系统。每炉分别配两台动叶可调轴流式送风机和引风机。两台双室 4 电场除尘器,除尘效率 99.5%。

机组采用 TELEPERM XP 分散控制系统,在主控室内通过 CRT 和大屏幕,采用鼠标操作完成机组起停和运行。

全厂技术经济指标如下:汽轮发电机保证热耗率为 7817 kJ/(kW·h);汽轮发电机保证出力为 660 MW;汽轮发电机最大连续出力为 684.5 MW;锅炉最大连续出力为 2026.8 t/h;电除尘器效率保证值不低于 99.5%。厂区占地 47.44 ha(1320 MW 时)和 72.18 ha(2520 MW 时);全厂绿化系数 20%;发电工程静态总投资(1995 年)76.07 亿元,单位千瓦投资 5762.9 元。

工程进度:1996 年 12 月 8 日开工,预计 1 号机组 2000 年 12 月投产,2 号机组 2001 年 6 月投产。

Enthalpy

焓 (enthalpy) 热力状态参数之一。如果用 H

代表热力学系统的焓,则其定义式为: $H = U + pV$, 式中 U 为内能; p 为压力; V 为容积。焓的单位是焦 (J)。单位质量物质的焓称为比焓,以 h 表示,则有: $h = u + pv$, 式中 u 为比内能; v 为比体积。比焓的单位是焦/千克 (J/kg)。

由热力状态参数定义的物理量——焓的本身也是热力状态参数,是显而易见的。因此,对于简单系统,它是任意两个独立的状态参数的函数,即: $h = f(p, v) = f_v(v, T) = f_p(p, T)$ 。在热力过程中,焓的改变只取决于系统的初态和终态,而与过程的中间状态无关。这意味着系统经历一个闭合的过程——循环后,比焓的变化等于零,即: $\oint dh = 0$ 。所以,比焓的微增量是全微分,它的微分形式是

$$dh = \left(\frac{\partial h}{\partial p} \right)_v dp + \left(\frac{\partial h}{\partial v} \right)_p dv$$

$$dh = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p dT + \left(\frac{\partial h}{\partial v} \right)_T dv$$

$$dh = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p dT + \left(\frac{\partial h}{\partial p} \right)_T dp$$

式中 $\left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p = c_p$, 称为比定压热容。利用 c_p 可以计算等

压过程中不同状态之间系统的焓差: $\Delta h = \int_{T_1}^{T_2} c_p(p, T) dT$ 。这一计算式表明,系统焓的增量在数值上等于等压过程中外界输送给系统的热量。

如果温度变化的范围不大,可以忽略 c_p 与温度的关系时,焓差的计算式得以简化: $\Delta h = c_p(T_2 - T_1)$ 。在许多场合下,例如液体和固体,可以不考虑焓与压力的关系,这时非等压过程的状态之间的焓差也可以利用 c_p 进行计算。理想气体的比焓与温度有关,与压力无关,同样可以利用简化的焓差计算式,只是比热容应取 $T_1 \sim T_2$ 温度范围内的平均值。

焓定义式中的量 pV , 可以称为压力势能。在流动过程中,焓代表工作介质所携带的内能和压力势能的总和。因此,在分析热机或敞开系统(见热力学系统)的能量交换时,焓是常用的参数。“焓”概念的引入,大大简化了很多热力过程的计算。在工程设计中,比焓常与其他热力状态参数,如压力、比熵(见熵)等组成各种图或表,利用图表的计算设计方法具有广泛的用途。

Welding

焊接 (welding) 通过加热或加压,或两者并用,并且用或不用填充材料,使工件达到结合的一种方法。火电厂施工的焊接工件主要是管子、容器、钢结构和电气母线等。焊接的材料有低碳钢、普通低合金钢、耐热合金钢、不锈钢、铝、铜和钛等。以高压管道和锅炉受热面管子的焊接要求最高。焊接质量对电厂安全

运行极为重要。

焊接方法及应用范围 金属焊接方法有熔焊、压焊和钎焊三类。

熔焊 将待焊处的母材金属熔化以形成焊缝的焊接方法。在火电施工及检修中常用的熔焊方法如下：

(1) 手工电弧焊：手工操作焊条进行电弧焊接的方法。这种焊接方法应用最广。

(2) 氩弧焊：有钨极氩弧焊和熔化极氩弧焊两种。

钨极氩弧焊是用钨或钨钨棒作电极，氩气作保护气体的电弧熔焊方法。主要用于锅炉受热面管子焊接、管道焊口根部的打底焊、电气铝母线和凝汽器钛管与管板焊接。有手工操作，也有自动焊，可以填充或不填充焊丝。对中、高合金钢管道焊口，为防止焊口根部氧化，还要求在管内充气保护，可用氩气或氩氢混合气体。

熔化极氩弧焊是用焊丝作熔化电极的氩弧焊。主要用于大截面电气铝母线焊接。一般为半自动焊，即手工操作，机械送丝。

(3) 二氧化碳气体保护焊：用二氧化碳作为保护气体的电弧熔焊方法。自动或半自动操作。主要用于钢结构和管道焊接。

(4) 埋弧焊：电弧在焊剂层下燃烧，自动送丝及布敷焊剂，自动或半自动焊接。焊接电流大，效率高。用于焊接压力容器、箱罐及大直径钢管制作等。

(5) 铝热焊：将焊件两端放入特制的铸型内，留有适当间隙，进行预热后，将氧化铁粉与铝粉点燃进行化学还原反应产生高温铁水注入铸型内，使焊件端部熔化实现焊接的方法。用于接地网焊接。

(6) 氧乙炔焊：用氧乙炔火焰作热源的熔焊方法。只用于要求较低的小径管或薄板焊接。

压焊 焊接过程中，必须对焊件施加压力（加热或不加热），以完成焊接的方法。在火电施工中，主要用于钢筋焊接。

(1) 钢筋电阻点焊：将两钢筋安放成交叉叠接形式，压紧于两电极之间。利用电阻热熔化母材金属，加压形成焊点的一种压焊方法。

(2) 钢筋闪光对焊：将两钢筋安放或对接形式，利用电阻热使接触点金属熔化，产生强烈飞溅，形成闪光，迅速施加顶锻力完成的一种压焊方法。

(3) 钢筋电渣压力焊：将两钢筋安放成竖向对接形式，利用焊接电流通过两钢筋端面间隙，在焊剂层下形成电弧过程和电渣过程，产生电弧热和电阻热，熔化钢筋，加压完成的一种压焊方法。

(4) 钢筋气压焊：采用氧乙炔火焰对两钢筋对接处加热，使其达到塑性状态或熔化状态后，加压完成的一种压焊方法。

(5) 预埋件钢筋埋弧压力焊：将钢筋与钢板安放成

T形接头形式，利用焊接电流通过，在焊剂层下产生电弧，形成熔池，加压完成的一种压焊方法。

钎焊 用比母材熔点低的钎料和焊件一同加热，使钎料熔化（焊件不熔化），钎料熔化后润湿并填满母材连接的间隙，钎料与母材相互扩散而形成牢固的连接。钎料的熔点低于450℃的为软钎焊，如锡焊。钎料熔点高于450℃为硬钎焊，如汽轮机转子叶片拉筋的银焊。

弧焊电源 按焊接电流的种类分有交流和直流两大类。按输出伏安特性（静外特性）分有下降特性和平特性两大类。交流弧焊电源主要是具有下降特性的弧焊变压器，用于手工电弧焊、埋弧焊以及铝和铝合金钨极氩弧焊。直流弧焊电源有弧焊发电机、硅整流弧焊机、晶闸管弧焊整流器和逆变式弧焊整流器等多种。其中后两种弧焊电源用料少、能耗低、性能又好，从80年代开始，已逐步取代前两种弧焊电源。手工电弧焊及钨极氩弧焊使用下降特性的直流弧焊电源，熔化极氩弧焊及二氧化碳气体保护焊则使用平特性的直流弧焊电源。粗丝埋弧焊直流电源输出特性通常为下降特性。

焊接材料 焊接时消耗的材料统称，如焊条、焊剂、焊丝、气体等。

焊条 手工电弧焊用的焊条由金属焊芯外包药皮组成。药皮的作用是稳定电弧，形成熔渣及产生气体以隔绝空气，对焊缝金属脱氧去硫、磷和掺入合金元素并改善焊条工艺性能等。焊条按形成熔渣的碱度分为酸性焊条和碱性焊条两类。酸性焊条的工艺性能较好，使用交直流焊机均可，但焊缝的纯净度及机械性能不及碱性焊条。碱性焊条是低氢型焊条，机械性能特别是冲击韧性和抗裂性较好，但对焊口表面清洁度要求较高，重要工件焊接都使用碱性焊条。

焊剂 用于埋弧焊及电渣焊的颗粒状焊接材料。焊接时熔化成熔渣和气体，对熔化金属起保护和冶金作用。

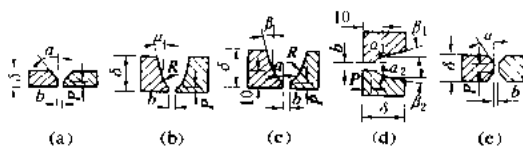
焊丝 焊接时作为填充金属或同时作导电用的金属丝。用于气体保护焊、埋弧焊和氧乙炔焊。

药芯焊丝 圆形或异形钢管，内中填充一定成分的药粉，拉制而成的焊丝。用于钢结构、管道焊接。

焊接材料选用 同种钢焊接时用的焊条，焊丝的熔焊金属成分和性能应与母材相当。异种钢焊接时，若均非奥氏体不锈钢，选用成分与合金含量低的一侧相匹配，或介于两者之间的焊条（焊丝）；若两侧之一为奥氏体不锈钢时，选用含镍量较高的不锈钢焊条（焊丝）。

焊接工艺 焊接过程中的整套技术规定，包括焊接方法、焊前准备、焊接材料、焊接设备、焊接顺序、焊接操作、工艺参数以及焊后热处理等。

焊接接头及坡口 焊接接头的基本型式有对接、搭接、T形接和角接四种。根据设计或工艺需要将焊件的待焊部位加工成一定形状,经装配后形成的沟槽称作坡口。常见的对接坡口有V形、U形、双V形、X形等(见图)。焊接接头的装配应符合图纸规定的尺寸和角度,坡口处的锈、油、垢、水汽等应在焊前清理干净。



焊接接头型式图

(a) V形; (b) U形; (c) 双V形水平管;

(d) 双V形垂直管; (e) X形

焊条及焊剂烘干 使用前应按规定温度烘干。碱性焊条使用前在350~450℃温度下烘干,然后保存在100~150℃的烘箱或保温筒内,随用随取,避免在空气中吸潮。

预热 对具有淬硬倾向的钢及较厚的低碳钢和普通低合金钢焊件,为降低焊后冷却速度及淬硬程度,减小焊接应力,防止产生焊接裂纹,在焊前应按规定预热。

焊接线能量 焊接时由电弧热源输入给单位长度焊缝上的能量(J/cm),与焊接电流大小和运条速度等工艺参数有关,适当增大焊接线能量可减小焊缝和热影响区的淬硬程度,防止裂纹。但过大时会使接头过热,塑性和韧性降低。

层间温度 多层焊时,在施焊后继焊道之前,其相邻焊道应保持的温度。层间温度偏低,则焊接裂纹倾向增加;若偏高,则焊接接头的塑性和韧性下降。

焊后热处理 焊后,为改善焊接接头的组织和性能或消除残余应力而进行的热处理。

后热 对容易产生延迟裂纹的焊件,若焊后不能立即进行热处理,应即将焊件加热到300~350℃范围,保温2h以上进行后热(又名消氢处理)。

焊接质量控制 包括焊前检查、焊接中间检查及焊后质量检查验收。

焊前检查 内容有:母材及焊接材料的质保书或复验报告;焊接设备完好情况;焊接材料的保管、烘干及领发制度;焊接工艺指导书及工艺评定报告;焊工、热处理工、焊接质检员、无损探伤等金属试验人员持证上岗情况;金属试验室设备及管理情况;焊接环境条件;坡口、对口及点固焊情况等。

焊接中间检查 内容有:要求全焊透的单面焊焊缝的焊透度;双面焊焊缝清根情况;多层焊焊缝层间清理情况;预热、层间温度、焊接线能量、后热、焊后热

处理是否符合规定等。

焊后质量检查验收 内容有:焊缝表面清理情况、焊缝尺寸、外观缺陷;合金钢焊缝光谱复查报告;无损探伤报告;耐热合金钢焊缝热处理后硬度检测报告;按规定所作试件的力学性能、断口及金相试验报告;焊接及热处理记录等。

合金钢

合金钢 (alloy steel) 为改善钢的某些性能,在碳素钢的基础上,加入适量合金元素的铁碳合金。近年来,由于世界上一些含低量合金元素如锰、铬、钒、铌、钛、硅、磷、铜、硼及稀土元素等的低合金钢的飞速发展,这些钢的冶炼和加工与碳素钢无明显差别,加入合金元素量不多,但性能却明显优于碳素钢,造成了合金钢界定的困难。为此,近年来,在界定合金钢时,将这些统称为低合金钢的钢种与碳素钢组成非合金钢,并将可以称为合金钢的钢中合金元素含量提高。如中国,可以称为合金钢的适量合金元素含量为:锰 $\geq 1.40\%$;硅 $\geq 0.90\%$;铬、镍、钴 $\geq 0.5\%$;钛 $\geq 0.13\%$;钒 $\geq 0.12\%$;铝、钼、钨 $\geq 0.10\%$ 以及硼 $\geq 0.0005\%$ 等。

合金钢本身是钢按成分分类的名称,加入的合金元素通过影响钢的组织 and 热处理性能来达到改善钢性能的目的,使合金钢在力学、物理、化学、耐热及某些工艺性能上优于碳素钢。

分类 合金钢按用途可分为合金结构钢、合金工具钢和特殊钢。合金结构钢用于制造机器的结构件,如构件、传动件、连接件等。它们要求较高强度及良好韧性的配合,一般是含低、中碳的合金钢,包括低合金钢、管子和压力容器钢、调质钢、渗碳钢、弹簧钢等。合金工具钢用于制造工具,多为高碳合金钢,如量具钢、模具钢、刀具钢。特殊钢为有各种特殊物理和化学性能的钢,如不锈钢、耐热钢、磁钢、耐磨钢等。按所含合金元素总量,合金钢又分为低合金钢(5%以下)、中合金钢(5%~10%)、高合金钢(10%以上)。按含的主要元素划分有锰钢、铬钢、铬钼钢、铬钼钒钢等。按正火状态下金相组织分有珠光体钢、贝氏体钢、奥氏体钢、马氏体钢等。

合金元素对铁碳平衡图的影响 镍、锰、铜、氮等扩大铁碳平衡图中 γ 相区,铬、钼、钨、硅、钛、铝、铌等缩小 γ 相区,从而使钢的组织发生改变。如扩大 γ 区的元素可使钢在室温成为奥氏体组织(奥氏体钢),缩小 γ 区的元素则使钢在高温下也只是铁素体组织(铁素体钢)。合金元素增大或缩小 γ 区,使钢临界点改变,从而使合金钢的热处理制度与碳钢有所不同。

合金元素在钢中的存在形式及与碳的作用 可分碳化物形成元素和不形成碳化物元素。碳化物形成元

素有钛、铌、钒、钨、钼、铬、锰等，除主要形成碳化物外，它们也部分存在于固溶体中。钛、铌、钒等还为强碳化物形成元素。非碳化物形成元素有镍、铜、硅、铝等，它们存于固溶体中。合金元素存于固溶体中或碳化物呈弥散状态存在于钢中，均可不同程度提高钢的强度、硬度、耐热性及组织性质稳定性。

合金元素对过冷奥氏体转变图的影响 除铝和钴外，大多数合金元素均减缓奥氏体分解过程，使曲线向右移并改变曲线的形状。通常还使马氏体转变点(M_s)下降(见过冷奥氏体转变图)。故合金钢的淬透性较高，易得到细小的珠光体或马氏体使钢强化，经调质处理后使钢有良好的综合性能。

合金元素对钢的性能的影响 可使钢的强度增加(镍还可以增加韧性)。大量的碳化物可提高钢的硬度和耐磨性。硅、铝、铬、镍、钼等可提高钢的抗氧化性和抗腐蚀性。铬、钼、钨、钒、钛、铌、硼等提高钢的耐热性(见耐热钢)。铝和碳化物形成元素尚能使钢的晶粒细化，使钢的强度和韧性有所提高。

应用 火力发电设备大量使用合金钢，如高温下工作的过热器和再热器管及其联箱，大量采用15CrMo、12Cr1MoV、12Cr2Mo、P91、T91以及奥氏体耐热钢等(见锅炉管用钢)。大型亚临界参数锅炉筒用合金钢为13MnNiMoNb(德国钢号BHW35)，比使用非合金钢可明显减少壁厚(见锅炉管用钢)。汽轮机螺栓和螺母采用35CrMo、25Cr2Mo1VA、20Cr1Mo1-VTiB以及Cr12WMoNbVB等(见紧固件用钢及合金)。汽轮机叶片使用在1Cr13钢基础上加入Mo、W、Nb、B、Ni等强化元素的合金钢，如Cr11MoV、Cr12WMoNbVB以及2Cr12NiMo1W1V等(见汽轮机叶片用钢)。其它如汽轮机转子、发电机转子、发电机套箍等主要火电厂构件均使用合金钢。随着常规火力发电厂蒸汽参数的提高，以及更多的燃气轮机电厂的建设，在火电机组中使用合金钢的比例更会有大幅度的提高。

hejinxiang fenxi

合金相分析 (alloy phases analysis) 对合金中合金相的数量、结构、组成、大小、形态、分布及合金元素在相间的分配进行分析的试验方法。所谓合金相是合金中由两种元素或两种以上元素组成的有不同结构和不同排列方式的相、相间有相界面隔开。除固溶体外，合金相主要有诸如 γ' 相、 γ'' 相、 η 相、 σ 相、 δ 相、拉维斯(Laves)相、 μ 相、G相、 χ 相等金属间化合物相，碳化物相，硼化物相和氮化物相等。合金相分析的一般操作程序与金属碳化物分析相同。即可将要分析的合金相通过电解提取与基体合金相分离进行

分析，或不分离但用仪器进行单独分析。虽然钢和合金中析出相的电解提取具有许多共同点，但由于它们的基体和析出相的组成、结构等不同，因而在电解提取方法上具有一定的差异性。应该根据被分析对象的电化学特性选择合适的电解制度提取合金中的第二相或某几相。

hejin yuansu qianyi

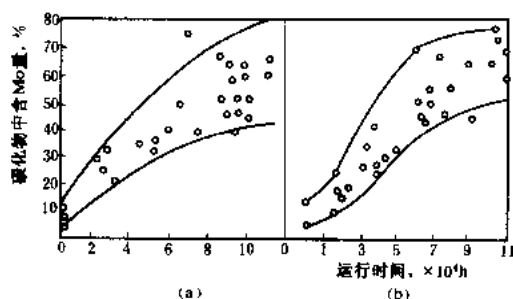
合金元素迁移 (alloy elements migration between solid solution and carbides) 随时间推移，金属材料中合金元素由一种组织组成物向另一种组织组成物(包括产生新的组织组成物)转移的现象，又称合金元素再分配。火力发电厂最普遍使用的珠光体耐热钢和马氏体耐热钢，其原始状态组织中存在着铁素体(固溶体)和碳化物两相，则合金元素的迁移是指钢中主要强化元素诸如Cr、Mo、V等在高温长期运行中从铁素体向碳化物转移的现象和过程。对某些高温构件用的奥氏体耐热钢，其原始组织虽是单相奥氏体(固溶体)，但在高温运行过程中钢中主要强化元素如Cr、Mo、V、Nb等也可能发生迁移过程，产生碳化物相，并继续发展。耐热钢中合金元素的迁移既包含固溶体和碳化物的合金元素含量(即成分)的变化，也包含由此造成的碳化物数量、结构类型和分布形式(分布在晶内还是晶界上，是弥散分布还是大颗粒碳化物等)的变化。研究合金元素迁移过程的目的是为了了解这种迁移过程对钢性能的影响并实行监督，以保证火电厂高温构件的安全运行。

合金元素迁移机制 作为溶质的合金元素原子进入作为溶剂的铁的晶格中成为合金固溶体时，由于两者原子直径的不同造成的晶格畸变。这种畸变使合金铁素体(或奥氏体)比非合金的强度高而且不稳定。碳化物则由于是化合物内能较低很稳定。因此，只要温度水平达到合金元素原子有充分活动的的能力(一般要高于500℃)时，就会发生这种由固溶体到化合物的迁移过程。

影响合金元素迁移的因素 主要是温度、运行时间、应力和合金元素等。温度愈高，合金元素迁移速度愈快；时间愈长则过程进行得愈充分；运行中的拉应力会加速迁移过程的进行。

合金元素迁移的实例 图中所示为12CrMo和15CrMo钢主蒸汽管材料在510℃长期运行过程中碳化物中含Mo量随时间的变化。图中所有试验点来自实际运行的主蒸汽管。12CrMo和15CrMo是珠光体耐热钢，钢中碳化物中含Mo量的增加意味着固溶体即铁素体中含Mo量的减少。含Mo量的变化同样也意味着碳化物结构类型、数量和分布状态的变化，分析证

明 12CrMo 钢未运行时主要碳化物为 M_3C (M 表示金属元素) 类型, 随时间推移则 Mo_2C 型碳化物增多并出现 $(Cr, Mn)_7C_3$ 和 M_6C 型等复杂碳化物, 相对量和分布状态也随之变化。



在 510℃ 长期运行后 12CrMo、15CrMo

钢碳化物中含 Mo 量的变化

(a) 12CrMo 钢; (b) 15CrMo 钢

合金元素迁移的测试方法 可用碳化物分析 (成分和二次相分析)、X 射线结构分析 (分析碳化物结构类型) 和电子衍射等。(见金属碳化物分析、X 射线衍射技术、金属电子显微技术)

参考书目

吴非文, 火电厂高温金属运行, 北京: 电力工业出版社, 1979

blackness

黑度 (blackness) 物体的实际辐射力 E 与同温度下绝对黑体 (简称黑体) 的辐射力 E_b 之比值, 又称发射率, 以符号 ϵ 表示, $\epsilon = (E/E_b)_T$ 。它反映物体表面所固有的在辐射能力方面接近黑体的程度, 是辐射换热中的重要参数。

G. R. 基尔霍夫 (Gustav Robert Kirchhoff) 通过人工空腔实验 (见黑体辐射), 论证了在相同的温度下以黑体的辐射力为最大; 物体表面的黑度在数值上等于该表面对来自同温度黑体的投入辐射的吸收率。因此, 辐射力为最大的黑体 (黑度 $\epsilon=1$) 也应该具有最大的吸收率: $\alpha=1$, 即黑体能够吸收向它的表面投射的全部辐射能, 而不反射或透过任何辐射射线。

各种实际物体的黑度不仅与物体的材料和表面情况有关, 而且还与辐射温度有关。物体对某一波长 (λ) 辐射能的吸收率称为单色吸收率 (α_λ)。一般地说, 物体对不同波长辐射能的吸收率是不相同的, 如果某一物体的单色吸收率与投入到该物体表面的辐射能的波长无关, 即: $\alpha_\lambda = \alpha = \text{常数}$, 则称该物体为灰体。灰体发射辐射能随波长的变化具有与黑体发射辐射能的普朗克分布相似的性质, 它的黑度与辐射能的波长无关, 即: $\epsilon_\lambda = \epsilon = \text{常数}$ 。所不同的是对于黑体, $\epsilon = \alpha = 1$;

对于灰体, $\epsilon = \alpha < 1$ 。

黑体与灰体都是理想化物体。实际物体既不是黑体, 也不是灰体。它们的引入将有助于对辐射换热作简化和近似, 因为这时只要用黑度一个物性参数就可以描述物体所具有的基本辐射特性。各种物体的黑度可查手册。要强调的是黑色的物质往往具有比较大的黑度, 但是对于红外辐射而言, 白颜色的表面决非一定是低黑度的物质, 如雪、霜和冰恰恰是自然界能找到的。一批黑度较高的物体中的典型例子, 因为黑度指的是对热射线而不仅是可见光线的辐射和吸收能力。模拟绝对黑体的人造空腔是人们能够得到和利用的黑度最高的物体。

blackbody

黑体辐射 (blackbody radiation) 研究实际物体在吸收和发射辐射能量的本领时的一种理想化的比较标准。黑体辐射是同温度下各种物体发射的最大辐射能量。

黑体 指反射率和透射率均为零, 而吸收率 $\alpha=1$ 的物体 (见辐射换热)。

不同波长的可见光线被物体完全吸收时, 呈现在人们眼前的物体表面是一片漆黑, 这是黑体的名称的来源。其实, 黑体定义中所要求的是它能吸收全部波长的热射线, 而并不单是可见光线。因此物体对外来射线的吸收能力的高低, 不能按物体的表面颜色来判断, 例如霜、雪和石灰墙壁, 它们是纯正的白色, 但对于红外线热辐射而言却是自然界中存在的十分接近黑体特性的物质。

黑体是一个纯粹理想化的概念。因为黑体具有两个特性: 它所遵循的辐射规律最简单; 它是自然界所有物质在辐射和吸收能力方面可能达到和逼近的极值物质。所以, 尽管自然界永远找不到真正的黑体, 但是它却是热辐射中最有用的一个概念。

黑体辐射定律 设想有一个壁面温度均匀而对外界绝热的真空腔, 腔中放置一个与腔壁相同温度的微元黑体平板 (见图 1)。根据热力学第二定律, 在体系处于热平衡状态时, 微元黑体平板向四周辐射的热流率为 e_b , 而腔壁投向平板的热流率也应该是 e_b 。如把黑体平板 1 换之以吸收率为 α 的微元平板 2, 其他情况维持不变, 这时微元平板吸收由腔壁辐射来的热流率为 αe_b 。在体系仍然保持热平衡的情况下, 它向四周

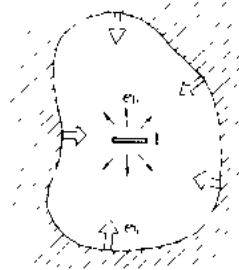


图 1 基尔霍夫定律推导示意

辐射的热流率(ϵ)也应该是 $\alpha\epsilon_0$,即 $\epsilon = \alpha\epsilon_0$ 。这就是基尔霍夫定律,它表明任何物体的发射率(ϵ)(以后称为黑度)在数值上与其相同温度下的吸收率(α)相等,即 $\epsilon = \alpha$ 。 α 值总是小于1.0的,因此任何真实物体的黑度亦总是小于1.0的,它的辐射本领总是小于同温度下黑体的辐射本领。

现在可以理解,虽然真正的黑体表面在自然界是找不到的,但是可以在相当高的精度下制作出人工黑体。基尔霍夫定律指出,吸收全部投射辐射的物体就是一个辐射黑体。因此,可把表面上开有小孔的空腔(见图2)看作是黑体。任何射进小孔的辐射线在空腔内壁

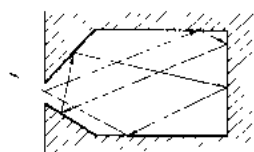


图2 空腔辐射示意图 来回反射,如果壁面的黑度不是太小,每反射一次,辐射能量即被吸收一部分。几经反射后,射线的能量基本上将被腔壁全部吸收,空腔即趋近为黑体。小孔越小,趋近于黑体的程度就越高。

有关黑体辐射的其他基本定律有:斯忒藩-玻耳兹曼的热辐射四次方定律(1884)、维恩的位移定律(1896)、普朗克的单色辐射强度定律(1900)和兰伯特的辐射余弦定律(1860)等(见辐射换热)。

黑体间的辐射换热计算 对于黑体间的辐射换热比较容易计算。如果互相看得见的两个黑体表面的温度分别为 T_1 和 T_2 (见图3),面积分别为 A_1 和 A_2 ,符号 r 和 β_1 、 β_2 的几何意义

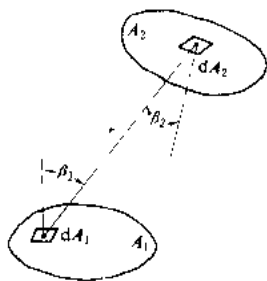


图3 两表面间的辐射换热

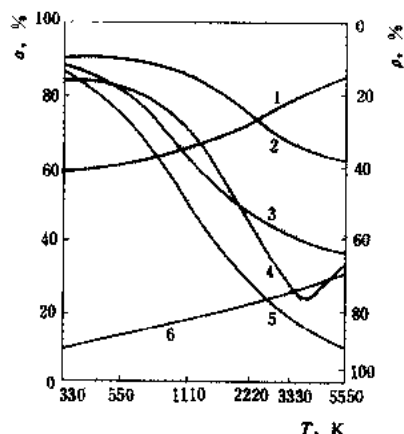


图4 不同工程材料的吸收率和反射率随温度的变化

1-石墨;2-混凝土;3-石棉;4-木材;5-白灰泥;6-铝

见图,则由面积 A_1 投射到 A_2 的辐射热量传输率为

$$Q_{1-2} = F_{1-2} A_1 \sigma (T_1^4 - T_2^4)$$

式中的辐射角系数为

$$F_{1-2} = \frac{1}{A_1} \int_{A_1} \int_{A_2} \frac{\cos \beta_1 \cos \beta_2}{r^2} dA_1 dA_2$$

实际物质都不是黑体,它们与黑体的近似程度用黑度(ϵ)来衡量。一般说,导电材料的黑度多数比较低,然而却随着温度的升高而增大;非导电材料的黑度常常比较高,却随着温度的上升而降低。图4给出某些常见工程材料的黑度及其随温度变动的函数关系曲线。

参考书目

埃克尔特,德雷克,传热与传质,徐明德译,北京:科学出版社,1966(Eckert E R G, Drake R M, Heat and Mass Transfer, Mc Graw-Hill Book Company, 1962)

Hengbin Huo Faichang

横滨火力发电厂 (Yokohama Thermal Power Station)

始建于1962年,到1968年6月已有6台常规蒸汽发电机组投产,其中容量为175 MW机组共5台,350 MW机组1台,总容量1225 MW,燃料为液化天然气及原油。蒸汽参数为16.9 MPa, 566/566℃。

东京电力公司在80年代建造了容量为2000 MW的富津电厂,采用14套美国GE公司165 MW燃气-蒸汽联合循环机组,燃用液化天然气,燃气轮机为MS9001E型,燃气温度1080℃。到90年代初期,已有多年的运行经验,包括50万h运行时数,近1万次启动,99%的可靠率等。为此东京电力公司决定在横滨电厂建设更先进的联合循环机组。

新增7、8号燃气-蒸汽联合循环机组,每个机组包括4套350 MW联合循环机组,总容量为2800 MW,已相继于1996、1997、1998年投产。各串机组均采用燃气轮机-汽轮机-发电机单轴设计,各有一台余热锅炉,其优点为占地小,启动快,运行灵活性好。与富津电厂相比:①热效率由48.5%提高到54%(低热值);②变负荷能力改善10%,变负荷率达5.5%/分;③8h停机后启动,达满负荷时间不超过60min,与富津相同,但机组容量比富津大;④改善了环保性能,全负荷时烟囱出口处NO_x浓度不大于5×10⁻⁶(干态,16%O₂)。

燃料采用液化天然气,由海底管道从7 km外的接收站输来。每串机组燃用45 t/h液化天然气。

燃气轮机为GE公司MS9001FA型,燃烧温度1280℃,排气温度600℃,采用十式低NO_x燃烧器,在余热炉中装有干式氨接触还原法脱硝装置,脱NO_x效率为90%。

汽轮机出力 125MW, 为双缸单再热式, 末级叶片长 26 英寸, 以三压再热循环工作: 高压为 10 MPa, 538 °C; 中压为 2.3 MPa, 538 °C; 低压为 0.5 MPa, 260 °C。

机组热力系统见图 1。设备布置断面图见图 2。

采用大屏幕分散控制系统。在 7、8 号机组中间设一个中央控制室。

横滨火力发电厂外景参见彩图插页第 7 页 14 图

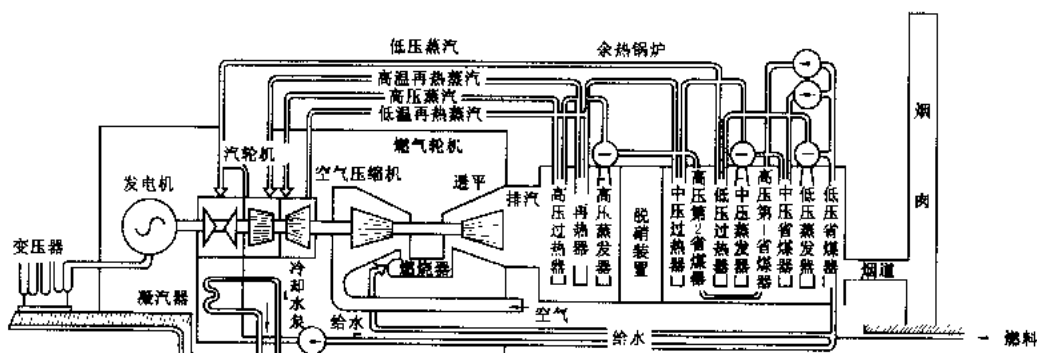


图 1 横滨火力发电厂机组热力系统图

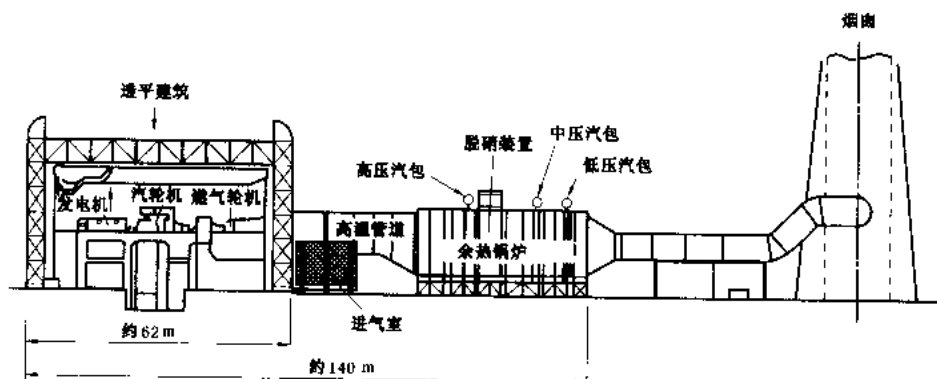


图 2 横滨火力发电厂设备布置剖面图

hongwaixian jiance

红外线检测 (infra-red inspection) 采用测量红外辐射的办法, 检测构件表面温度或温度分布, 以确定其运行状态或是否存在内部缺陷的无损检测技术。红外线是波长范围为 $0.75\mu\text{m} \sim 1000\mu\text{m}$ 的电磁波。构件表面都辐射红外线, 其功率与温度的四次方成正比。热像仪或红外辐射计接收红外线辐射后转变为与温度四次方成正比的电信号, 从而可测出构件表面的温度及其分布。当构件存在缺陷时, 无论其本身具有热源, 或另外加热 (如用电流、等离子枪、火焰喷射枪、红外灯等)、或冷却都会导致温度分布异常。从这些异常中即可探测出缺陷部位之所在。红外线检测的特点是可以非接触远距离进行, 特别适用于探测高速旋转、高温、带高电压及对人身安全危害性大的构件和设备的温度变化情况, 并可以对被检构件进行大面积普查。若被检构件在仪器视场之外或被不能透过红外线的物体遮挡时, 可用红外光导纤维把红外线引出来进行探

测。红外线检测还具有准确、可靠和实时显示的特点, 但用于定性探伤还存在一定局限性。

红外线检测在电力工业中主要应用于: ①发电机转子分层绝缘红外检测。将红外光导纤维从通风槽插入对准转子表面, 通过红外探测器和信号处理系统, 可测出转子表面温度分布曲线, 从而判定绝缘层的损坏程度。②发电机滑环炭刷磨损红外检验。用热像仪观测炭刷温度, 判定其运行是否正常。③发电机定子汇流端接触不良红外检验。用热像仪从发电机窥视孔观测汇流端的过热点, 以确定接触不良的部位。④发电机定子铁芯红外检验是在施加励磁电流后用热像仪扫描便可得出有无局部短路的热像。⑤变电站与升压站电气设备的红外检验。高压电气设备和避雷器、电力电容器、互感器、电力电缆、高压断路器、接头、刀闸、开关、穿墙套管和变压器的瓷套管等, 均可用热像仪测出其过热部位。⑥可对热力设备如锅炉炉顶、炉墙、烟道、风管、除氧器、加热器、主蒸汽管、再热

蒸汽管、高压给水管、导汽管、汽缸等进行红外检验,用热像仪查找漏热并做出热损耗分析。也可对水冷壁管内壁腐蚀情况作红外检验。⑦利用直升飞机携带红外热像仪进行高压输电线路的巡测,可有效地检测出高压输电线路中如导线压接头及瓷瓶等的缺陷。

Huaneng Luohuang Dianchang

华能珞璜电厂 (Huaneng Luohuang Power Plant) 位于重庆市西南,距市中心 25km 的江津市珞璜镇。规划容量 $4 \times 360\text{MW} + 2 \times 600\text{MW}$ 。一、二期工程各为 $2 \times 360\text{MW}$,是中国第一座成套引进脱硫技术与装置的新型火电厂。

珞璜电厂是华能国际电力开发公司和重庆市政府利用外资合作建设的。厂址紧靠长江,利用山丘坡地,采用山谷自然灰场,燃用重庆当地 4% 高硫分无烟煤,铁路运距 109km,设备成套进口,4 台机组均由法国阿尔斯通 (ALSTHOM) 公司成套供货,并负责工程设计。一期脱硫装置由日本三菱重工供货并带进脱硫技术,二期脱硫装置由华能与三菱合作制造、合作供货。一期工程于 1988 年 9 月开工,1 号机组于 1991 年 9 月投产,2 号机组于 1992 年 2 月投产,总工期为 41.5 个月。二期工程于 1996 年 12 月开工,3 号机组于 1998 年 12 月 17 日投产,4 号机组于同年 12 月 27 日投产,总工期为 25 个月。电厂全景参见彩图插页第 3 页 5 图。

锅炉为法国斯登 (STEIN) 公司制造的辅助循环汽包炉, W 形火焰, 固态排渣, 最大连续出力为 1099.3 t/h, 制粉系统为钢球磨中间储仓、热风送粉系统; 电除尘器效率为 99.2%, 烟囱高 240 M。汽轮机为七级抽汽回热、单轴三缸双排汽凝汽式机组, 蒸汽参数为 17.9 MPa、538/538 °C, 背压 4 kPa。发电机为水氢氢冷却, 旋转无刷励磁系统。二期工程主蒸汽管选用了 ASTM-A335P91 新型管材。1、2 号机组控制采用 T20 型分散控制系统, 以 CRT 键盘软操作和自动控制为主, 以手动操作为辅, 3、4 号机组控制采用以 T20 型改进后的 P320 型分散控制系统, 以 CRT 键盘为监视和控制中心。电厂除灰为灰渣分除方式, 采用正压气力除灰, 干灰综合利用后多余灰量用水力输灰方式送至灰场。电厂卸煤装置, 采用 2 台 C 型旋转式翻车机卸煤, 并设有干燥棚和 3 个 18 m 直径的缓冲煤仓。翻车机系统自动化程度高, 摘钩、进车、称重、翻车、退车、由程序控制自动完成; 是目前中国火电厂中比较先进的翻车机系统。供水系统采用扩大单元制, 直流供水, 循环水排水利用凝汽器与长江的自然高差, 配 $3 \times 3.2\text{MW}$ 水轮发电机组的尾水电站。

烟气脱硫系统与锅炉成单元连接。脱硫工艺是石

灰石-石膏法湿式脱硫, 根据环保要求, 一期脱硫效率不低于 95%, 二期不低于 80%, 二氧化硫吸收塔集洗涤、吸收、氧化功能为一体, 一期吸收塔为顺流格栅填料塔型, 二期吸收塔为逆/顺流液柱塔型。这一变动, 避免了格栅填料的结垢和堵塞, 提高了脱硫效率。脱硫装置的脱硫介质为石灰石粉 (CaCO_3), 细度 250 目, 由距厂 1.5km 的专用石粉厂提供。脱硫装置的副产品是二水脱硫石膏 ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), 纯度 $>90\%$, 含水率 $<10\%$, 可制成各种类型的石膏制品和建筑材料, 亦可作为化肥原料, 一期脱硫装置工程造价占电厂总投资 11.8%, 二期工程设备国产化率提高到 60%, 造价占总投资的比例降到 10% 以下。

珞璜电厂每兆瓦定员为 0.33 人/MW (未含脱硫), 脱硫车间共有 35 人。1、2 号机组通过性能考核试验, 锅炉效率 $>90\%$, 锅炉最低稳燃负荷 $<430\text{t/h}$, 汽机热耗率 $<7915\text{kJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。

1998 年电厂发电量为 $4098840\text{MW} \cdot \text{h}$, 发电煤耗率 $307\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 供电煤耗率 $337\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。

Huaneng Shanghai Shidongkou Er-er Dianchang

华能上海石洞口第二电厂 (Huaneng Shidongkou No2 Power Plant, Shanghai) 位于上海市北郊宝山区盛桥镇, 距市中心 27km, 厂址北临长江, 东邻石洞口电厂, 南北长 1000m, 东西宽 560m。规划容量 2400MW, 一期工程为 2 台 600MW 超临界压力机组。由华能国际电力开发公司和上海市政府利用外资合作建设, 是中国第一座超临界压力大型火力发电厂。电厂外貌参见彩图插页第 1 页 2 图。

电厂设备成套引进, 供货集团为: 瑞士 ABB 公司供应汽轮发电机岛设备; 瑞士苏尔寿 (Sulzer) 公司 and 美国 CE 公司供应锅炉岛及除灰设备; 美国萨金·伦迪 (Sargent & Lundy) 公司供应电厂配套设备, 负责电厂工程设计, 并作为集团的领导公司负责牵头和协调。厂区内设计协调工作由华东电力设计院承担。

工程于 1988 年 6 月 29 日开工兴建。1 号机组于 1992 年 6 月 12 日投产, 2 号机组于同年 12 月 26 日投产, 总工期 54 个月。由于在我国首次采用超临界压力燃煤机组, 兼顾能源利用及环保要求, 荣获美国《国际电力》杂志颁发的 1992 年“国际电厂奖”。

电厂锅炉为超临界、一次再热、螺旋管圈、四角燃烧、变压运行的直流锅炉, 最大连续出力 1900 t/h, 给水温度 285.5 °C。汽轮机为单轴四缸四排汽一次再热反动式 Y454 型凝汽式汽轮机, 主蒸汽参数 24.1 MPa、538 °C, 再热蒸汽参数 4.36 MPa、566 °C。发电机为水氢氢冷却, 静态励磁。出线为双母线一个半开



关接线,通过 500 kV 全封闭组合式 GIS 装置向上海 500kV 环网送电。

电厂自动化采用微机分散控制系统,主要由贝利 (Bailey) 公司的 N-90 控制系统组成,其中汽轮机和给水泵汽轮机、低压旁路采用 ABB 的 Procontrol 控制系统,高压旁路再热安全门和汽水分离器水位控制采用苏尔寿公司的 AV-6 系统,整个监控系统有 400 幅左右控制图形和常规图形显示,有 7200 点左右的模拟量和开关量。

电厂燃用东胜-神木烟煤,也可燃用晋北煤,均由海运经长江口送至电厂卸煤码头。

电厂锅炉效率为 92.53%,1、2 号机组平均热耗率为 7648 kJ/(kW·h),机组采用复合变压运行方式,从 90%到 40%最大连续出力工况负荷区间变压运行。不投油稳燃最低负荷为 30%。

电厂在技术上和布置上有许多特点。汽轮机高中低压转子为焊接鼓型转子。每台炉布置有 24 只 (24 通道) 声频检漏装置以监测受热面管子泄漏,可及时处理,避免因泄漏造成二次损坏。空气预热器装有热点红外检测系统,以检测传热元件表面及其内部的小区域热点,预防着火事故。两台锅炉合用一座 240 m 高的钢筋混凝土烟囱,内设 2 个直径为 6.5 m 的钢内筒。布置上,除氧器和给水箱露天布置在汽机房顶上,2 台汽泵布置在运行层上。控制室设在两炉之间,为占地 25 m×52 m 的四层建筑,电厂运行管理部门,日常调度活动,均设在控制楼内,以更加紧靠生产。建筑群体艺术处理上,突出主厂房区,不搞高大行政办公楼,厂前区依地形铺种草坪。

电厂按现代化标准组织生产和管理,全厂员工控制在 500 人以内,其中运行部 177 人,检修部 200 人,集控室每值 7 人。1998 年全厂发电量 6814600 MW·h,发电煤耗率 299 g/(kW·h),厂用电率 4.11%,供电煤耗率 312g/(kW·h),为中国运行效率最好的电厂。

huaxue jiandu

化学监督 (chemical supervision) 对电力建设、生产中的水、汽、油、气、燃料进行监测、控制、调整、数据处理、综合分析和管理工作;对热力设备和发、供电电气设备在安装、调试过程中的各种有关化学工作的检查和监测;对设计阶段有关化学工作的管理。化学监督以标准、规程、导则、制度为依据,采用统一的方法进行监测和检查,及时发现和消除发、供电设备的隐患,防止设备损坏和事故的发生。

化学监督工作按专业分为:①各类水、汽质量的监督 (见水汽质量监督);②电力用油、气质量的监督

(见电力用油、油质监督);③燃料的质量监督 (见燃料质量监督);④废水处理与监督 (见废水处理)。

化学监督工作贯穿于设计、验收、安装、调试、运行、检修、停备用和启动等全过程。

在设计过程中,主要是监督系统的设备、仪器、材料 (包括离子交换树脂、油品、气体介质和燃料等) 的选择和布局,是否满足安全生产、经济合理、技术先进和环境保护要求。

在电力建设过程中,主要是检查和监测热力设备、充油、气电气设备出厂和进入安装现场的保管、安装、试压、化学清洗、启动前吹洗和启动投运过程中是否符合保证水、汽、煤、油、气质量的要求。

在生产过程中进行的主要工作有:①在运行中按规定周期 (定期或连续) 进行采样与测定;②在检修中对设备内部的状况 (如热力设备中的沉积物和腐蚀) 进行检查,并取样分析;③对测定数据进行整理、分析和判断 (诊断);④发现问题,提出对策;⑤将一定时间 (如半年、一年、一个大修期) 的测定数据进行整理和综合分析,掌握运行规律,研究改进和提高措施。

技术管理主要是制定完整的试验方法和规程制度,建立、健全有关技术档案。化学监督工作与发、供电单位各部门、各设备的运行密切相关,应明确规定各部门职责范围和监督内容,制定相应规程制度。

随着发、供电设备容量、参数的提高,对水、汽、油、气、燃料质量的要求越来越高,要求化学监督工作必须走向规范化和科学化,为此,要研究使用、不断发展痕量检测技术、状态监测技术、在线监测技术、自动控制技术、微机管理技术、专家诊断系统、神经网络系统等新技术,使化学监督工作能及时准确地从水、汽、油、气、燃料的质量反映出发、供电设备的状况和变化。

huaxue qingxi feiye chuli

化学清洗废液处理 (treatment of chemical cleaning waste)

对用化学药剂清洗设备排出的废液进行处理,使水质符合有关排放标准的工艺。火力发电厂化学清洗废液是新建锅炉清洗和运行锅炉周期性清洗时排放的酸洗废液和钝化废液。废液中的污染物随所用酸洗和钝化介质以及设备材质不同而异。酸洗废液中主要含游离酸 (盐酸或氢氟酸或柠檬酸) 和酸洗产物,如三氧化二铁、四氧化三铁等金属氧化物,铁的氟络合物或柠檬酸络合物等,以及有机缓蚀剂。钝化废液中主要含过剩的钝化剂,如联胺和亚硝酸钠等有毒物质。因此,为防止污染环境,化学清洗废液必须进行处理后才能排放。

化学清洗废液具有排放时间短、排放量大和废液

中的污染物浓度在排放过程中变动很大等特点,化学清洗废液的排放量与锅炉出力和型式、酸洗方法以及所采用的酸洗介质有关,一般为锅炉及其汽水系统总容积的7倍。因此,要设置足够容量的储存槽以存放全部化学清洗废液,并在槽中装设合适的搅拌装置,使废液在槽内混合均匀。有时可在槽内进行初步处理,然后再进行批量处理。酸洗废液与钝化废液有时要分开存放,尤其是亚硝酸钠遇酸能转成不稳定的亚硝酸,分解成氮氧化物,污染环境。由于使用的酸和钝化剂不同,处理的方法也不同。

盐酸废液处理 一般用石灰中和沉淀法。处理时,先向废液中添加石灰中和至pH为10.5~11,使废液中铁等重金属呈氢氧化物沉淀析出。处理后的清液可排至灰场作稀释、沉淀处理或与锅炉补给水除盐设备再生废水合并处理。如果盐酸废液中COD(由铁、铜等引起)和BOD(由缓蚀剂等引起)值较高,可在中和沉淀处理前增加氧化处理。氧化处理时,先将废液pH值调整至2.0,再添加漂白粉或次氯酸钠等氧化剂进行氧化,以降低COD和BOD值。澄清池中沉淀的泥渣经浓缩和脱水或自然干燥后可填坑或埋入土中。

氢氟酸废液处理 采用氟化钙沉淀法。将氢氟酸废液与石灰粉或石灰乳同时注入处理池中,准确调整两者配比,石灰加入量为氟化氢摩尔量的1.3倍,控制废液pH值在7.5~8.0范围,不断搅拌,使氟离子和石灰充分反应,直至氟离子浓度小于10mg/L。废液中含有的大量铁离子则生成氢氧化铁絮状物,能吸附氟化钙微粒,改善处理效果。为彻底降低氟离子的浓度,可用 $Al_2(SO_4)_3$ 进一步进行处理,每1mg氟耗用0.89mg $Al_2(SO_4)_3$ 。最后也可将处理过的废液或上部清液排至灰场。

柠檬酸废液处理 废液中含有过氧酸和重金属的络合物和螯合物,其COD值一般为600mg/L,有时高达10000mg/L,采用焚烧法或氧化分解法处理。

(1) 焚烧法:先用苛性钠调节柠檬酸废液pH值至中性,经过滤器过滤后送至焚烧箱,再用泵送入设在锅炉燃烧器上部的喷嘴雾化,喷入炉膛的火焰中焚烧。小时焚烧量按锅炉蒸发量的0.5%考虑,一台600MW机组的锅炉化学清洗废液需经50~60天才能焚烧完(按每天焚烧8h计算)。焚烧生成物为氮气、二氧化碳和水分。废液中所含铁、铜等重金属化合物均呈细粒固体,混入灰渣中,随烟气逸出的极少。美国在70年代初期开始研究采用锅炉焚烧有机酸废液,现已普遍采用。中国已在平圩发电厂等的大中型锅炉上进行了焚烧法的工业性试验,已取得成功。

(2) 氧化分解法:向柠檬酸废液槽中,添加过氧化氢或次氯酸钠,使废液中亚铁离子氧化成铁离子,继续

添加氢氧化钙或氢氧化钠调整pH值至10~12,再加凝聚剂,用压缩空气充分搅拌使氢氧化铁沉淀析出,这时COD值可降到300mg/L以下。然后将清液注入另一槽中,加入过硫酸铵 $[(NH_4)_2S_2O_8]$,用压缩空气(搅拌10~12h,充分氧化,使COD值再降至100mg/L,最后调整pH值至6~9排放。该法的缺点是药剂价格昂贵和耗量大,而且在氧化过程中会产生二氧化硫和硫化氢等有害气体,造成二次污染,且废液中残留的COD值较高,因此,氧化分解法很少采用。

联胺废液处理 有次氯酸钠(钙)氧化分解法和高温分解法两种。

(1) 次氯酸钠(钙)分解法:用次氯酸钠(钙)氧化联胺,分解产生为氮气和水分。处理后联胺残留量约1mg/L,生成的氯化胺盐类属有毒污染物。

(2) 高温分解法:加热联胺废液至204~426℃,使联胺分解成氮气和其他无害物质。

亚硝酸钠废液处理 采用还原分解法,根据采用的还原剂可分氯化铵法和尿素法等。

(1) 氯化铵法:将氯化铵加入亚硝酸钠废液中,其量为理论量的3~4倍,用蒸汽加热至70~80℃,pH值为5~9,时间约90h。 NO_2^- 和 NH_4^+ 反应生成氮气和水分。空气中的氧与 NO_2^- 和 NH_4^+ 发生反应,生成二氧化氮。在实际操作中有大量黄色气体逸出,造成二次污染。此法反应慢,处理时间长,亚硝酸钠残留量大,因此,较少采用。

(2) 尿素法:用盐酸酸化的尿素还原分解亚硝酸钠为氮气。实际处理中逸出的气体呈黄色,再经尿素吸收后排出,排气中的氮氧化物含量为12.3g/m³。废液中残留亚硝酸钠190mg/L,仍有污染。

(3) 复合铵盐法:此法处理 $NaNO_2$ 废液效果较好,处理后废液中的 NO_2^- 含量为0~0.2mg/L,pH为6~9, NO_2^- 不大于100mg/L,COD不大于100mg/L,若严格按照工艺条件要求处理,则整个处理过程中不会造成二次污染,处理后废液无色、无味、透明、澄清,符合中国工业废水排放标准要求。

近年来,有人研制合成了一种亚硝酸钠处理剂,与亚硝酸钠反应速度快,在常温下5~10min反应完毕,生成物为氮气和水分。排出气体中氮氧化物量为2.92g/m³,处理后废液中基本无残留亚硝酸钠。

混合处理法 前苏联利用电厂灰浆水处理化学清洗废液。灰场澄清液的pH大于8.0时,对酸洗液中悬浮物和有机物有很高的吸附能力,例如含铁量4900mg/L的废液,经灰吸附后可降至6.2mg/L,灰还能吸附镍、锌、砷、铜及硫化氢等化合物,吸附量随pH提高而增加。灰与联胺废液搅拌混合1~4h可使联胺达到无害程度。

HUAXUE RULIXUE

化学热力学 (chemical thermodynamics)

研究化学过程或物理化学过程中能量间的关系和能量转换规律的学科,是热力学的一个重要分支。

化学反应的实质就是打破原来原子的排列与组合,并建立起这些原子间新的组合与排列,其结果是原来某些化学物质的消失与新的化学物质的产生,同时伴随着能量的释放与吸收。一切化学过程都与相应的能量过程不可分割地联系在一起。化学热力学就是把热力学的基本定律和分析方法用于研究化学反应,主要研究化学反应中的热效应,相关的化学反应间的能量关系,化学反应发生的本质性前提条件、反应方向、反应进行的深度、化学平衡的性质等。此外,像溶液的性质,多组元系统相平衡问题也是化学热力学研究的范畴。

把热力学第一定律用于化学过程,就得到盖斯定律,用于研究化学反应或物理化学过程中的热效应。其中,最重要的课题是确定反应热、燃烧热和生成热,揭示三者的相互区别与联系以及它们与温度的关系。

在化学热力学中,热力学第二定律有很重要的作用。对于一个预期的化学反应,最根本的一个问题就是该反应的进行是否存在可能性。化学热力学可以根据能量转换的根本规律性,抛开具体技术措施,超越现今技术发展水平,对这种可能性从本质的高度给以确切的定量的回答。预测化学反应的方向和深度自然是至关重要的问题。在一般的情况下,特别是在均匀体系中,一个化学反应不能进行到底,也就是说,反应物不能完全地变成生成物。在一个化学反应中,除了有反应物变成生成物的过程,也存在着生成物返还为反应物的过程,当这两个过程的宏观效果相互抵消时,就达到了化学平衡。此时,体系中既存在着生成物也存在着反应物。对于给定的初始反应物来说,平衡时生成物的摩尔分数是反应深度的一个标志。基于热力学原理,运用熵、亥姆霍兹自由能、吉布斯自由能等热力学函数通过化学平衡的计算与分析,不但能预示反应的最大深度,而且能提出改变反应深度和影响平衡的因素,从而对于控制化学过程提出原则性的理论依据。

燃料燃烧在热动力工程中占有重要地位,而燃烧过程显然是一种化学反应过程,因此,化学热力学在燃料燃烧及其计算的研究中发挥着重要的指导作用。

在化学热力学中所涉及的是多组元系统(一个“组元”就是一种类型的分子,代表着一种化学物质),在这种系统中的诸组元的一部分或全部相互发生化学反应,系统的成分是变化的,因而系统的热力性质不仅仅是两个独立状态参数的函数,而且取决于系统的成分。计算与分析多组元系统的热力性质,包括溶液理论和

多组元系统的相平衡理论,是化学热力学的基础性课题。所谓溶液就是均匀的多组元系统。溶液可以是液态的,也可以是气态的或固态的。如果多组元系统是非均匀的,那么在平衡时,系统中将出现不同的相。相平衡理论研究平衡时的温度、压力和每相中成分的关系。多组元系统的溶液理论和相平衡理论不但在化学工程中有广泛的应用,而且在热动力工程中,如混合工质的热力性质、沸点露点的分析、计算等,也有重要作用。

参考书目

Lakhanpal M L. Fundamentals of Chemical Thermodynamics. New Delhi: McGraw-Hill, 1983

HUAXUE SHUICHU TIAOSHI

化学水处理调试 (commissioning of water treatment system)

对安装完工的化学水处理设施,包括净水、反渗透、补给水、凝结水、给水、锅内水、冷却水等系统设施,进行整定及试运转,然后投料进行试验调整,使其达到设计标准,出水水质符合规定的工作。

净水系统的调试 主要是澄清池和过滤池调试,过滤池出水浊度小于5mg/L为合格。

澄清池调试 内容有:准备工作,首先确认澄清池主要内部结构尺寸与设计相符,再做凝聚剂加药量试验和校正出水装置。凝聚剂加药量试验是取水样于若干烧杯中,加入不同的凝聚剂量及少量助凝剂,测其澄清水浊度,从中选一最佳加药量。校正出水装置工作是向澄清池进水,观察出水装置各支管(槽)出水情况,修正其水平程度。然后作工艺控制技术调整,其内容是:①悬浮层的建立:向澄清池加入二倍试验剂量的混凝剂,必要时加适量的活性泥,使其与水接触形成絮凝团并逐渐长大增重,当絮凝团的重力与水流向上的浮力相平衡时即形成悬浮层;②悬浮层絮凝团总容积的控制:调整回流量,使沉降比控制在最佳值;③排污阀开启度的调整:排污阀开启过快过大时,会使池内流速急骤改变而导致破坏悬浮层,如排污量过小甚至关闭,会造成出水恶化和翻池现象;④加药量调整:不同水源需经小型试验调整其加药量;⑤水流条件的调整控制:进水量要求稳定,如有增减均需平缓进行,经试验得出其间隔时间。回流量大小控制在进口水量的2~4倍,对水力加速澄清池用调整喷嘴的喉距来达到,对机械搅拌澄清池用调整叶轮的转速来达到。调试中除取样测定出水浊度外,还需随时观察池中水色,如进出水水色相同,说明未建立悬浮层;如水色发白是翻池现象;水色透明泛绿是悬浮层已建立并进入稳定工作状态。

过滤池调试 内容是:①对滤料按要求进行处

理,以保证滤料的粒度和级配;②出力试验;③反冲洗强度的测定;④运行周期及出水品质的测定;⑤对不同结构的滤池特性的测定,如空气擦洗强度和虹吸形成时间等。

反渗透系统调试 反渗透系统经过系统冲洗、水压试验、各类泵试转合格后即可进行反渗透预处理设备调试。先对精密过滤器、活性炭过滤器、保安过滤器、加药系统等进行加料、反洗,并对加药量进行调整试验。同时对系统的检测和程控装置进行调试,使水质达到反渗透膜组件入口水质标准。在确认反渗透膜组件冲洗干净后装填反渗透膜元件并调整入口水工况,如流量、压力、水温等,使反渗透出水水质、回收率达到设计要求。

补给水处理系统调试 对阳、阴和混合床离子交换器进行调试,要求达到一级除盐水和二级除盐水出水标准。调试工作开始前,先进行水系统及压缩空气系统的吹洗,再进行泵和压缩空气机试转及电、气动阀门的动态试验。并结合系统试运检查泄漏情况及阀门开度与流量的对应关系,以便为远方操作及投入程控打下基础。

装树脂前应对石英砂进行水冲洗,必要时在交换器内用5%盐酸浸泡处理,再用水冲洗至中性。对石英砂还需作化学稳定性试验。树脂装填前应确认其理化检验合格,并根据树脂质量情况和水处理设备的要求,确定是否需要预处理。树脂的预处理一般用温水以5~10m/h流速冲洗数小时,然后以正常再生的双倍酸碱量进行第一次再生。必要时将树脂在2~3倍树脂体积的食盐水中浸泡若干小时,然后用蒸馏水冲洗到中性,再用盐酸和氢氧化钠处理,冲洗合格后阳树脂转为H型,阴树脂转为OH型作备用。第一次再生时,为确保新树脂的再生效果,应以双倍再生剂量进行再生,然后投运制水。

再生工艺的调试 内容有:最佳再生剂量试验,再生液流速试验,小反洗、小正洗及分层流量试验,脱碳器风水量配比调整等。经过这些试验初步确定再生工况,给程控投入打下基础。

运行出力试验 将若干套设备同时投运,使其达到设计出力。目的是检验设计的合理性及运行的可靠性,并测定出水水质是否符合规定。

凝结水处理系统调试 主要是覆盖过滤器和高速混合床离子交换器调试,使凝结水净化达到给水标准。

覆盖过滤器调试 内容有:①系统及本体碱洗:除去滤元上油污,使铺膜质量良好,方法是在铺料箱中配成一定浓度的碱洗液,加热至一定温度,用压缩空气搅拌或启动铺料泵循环若干小时后冲清;②铺膜试验:先按典型的纸粉剂量和铺膜流量进行铺膜,再按不同的

剂量和流量进行铺膜,然后比较滤元上膜的均匀性,除铁效果,以此来确定适宜的铺膜流量和纸粉用量;③爆膜试验:用不同压力的压缩空气爆膜,然后观察滤元清洁程度,以确定爆膜的压力;④除铁效率试验:用同样进水水质,以不同的流量运行,依据出水铁离子数值来确定除铁效率。

高速混合床离子交换器调试 内容有:①树脂预处理:分别将阳、阴、惰性树脂装入体外再生系统的阳、阴再生罐中进行,方法同前述;②树脂输送试验:将处理好的树脂,用除盐水和压缩空气转送到阳再生罐中混匀,经树脂储存罐输送至高速混合离子交换器,经试验得到输送树脂时的水量、气量及气压和操作方法;③再生工艺参数的调整:包括树脂分层流量试验、空气擦洗强度试验和不同再生剂量效果试验。树脂分层流量试验是对阴阳树脂以不同流量进行分层试验,从窥视孔内观察分离情况,确定分层流量及时间。空气擦洗强度试验的要求是确定进气量的大小及擦洗时间、淋洗水流量及时间,并根据流出液中的铁离子来确定擦洗次数。不同再生剂量效果试验是在保证空气擦洗效果的前提下,分别以不同的酸碱剂量再生阴阳离子交换树脂,投运后取出水样品,分析铁离子和二氧化硅,并统计其周期制水量,经综合考虑确定合理的再生剂量。

其他系统的调试见给水处理、锅内水处理和冷却水处理。

huaxue yaoji miehuo xitong

化学药剂灭火系统 (fire extinguishing system with chemical agents)

利用阻燃气、泡沫液及干粉等化学药剂进行灭火的设施的组合。电厂经常使用的化学药剂灭火系统有:气体灭火系统主要用于主控制楼、汽轮机轴承、磨煤机及煤罐等处,泡沫灭火系统,主要用于燃油储罐的灭火;有的火电厂还采用干粉灭火系统,用于锅炉燃烧器、汽轮机润滑油箱等处。

气体灭火系统 气体灭火系统按灭火剂种类分为卤代烷系统、含氢氟烃系统、惰性气体系统和二氧化碳系统;按作用范围分为全淹没系统及局部作用系统;按安装方式分为固定式及移动式,按一套灭火剂储存装置保护一个或多个防护区,分为单元独立系统及组合分配系统。根据防护区不同的条件及要求,按上述分类可组合成各种不同的灭火系统。

卤代烷灭火剂以4位数字命名,每位数按顺序代表卤代烷分子中碳、氟、氯和溴的原子数,常用的卤代烷灭火剂有卤代烷1301(CBrF₃)和卤代烷1211(CBrClF₂)。卤代烷在正常状态下为无色无味不导电的气体,其密度为空气的5倍。其灭火机理是阻止燃料与氧的化学反应。主控制楼的计算机房、数据处理室及



电子设备间的卤代烷 1301 灭火剂浓度为 5%，这一浓度对人体基本无毒性，使用较安全。但为保护大气臭氧层，国际上限制卤代烷的使用和生产。中国计划在 2010 年前停止生产。

美国消防协会 (NFPA) 推荐八种含氢氟烃系统及惰性气体系统以替代卤代烷 1301 系统。其中以含氢氟烃系统 HFC-22Tea ($\text{CF}_3\text{CH}_2\text{CF}_3$) 和容积比为 N_2 52%、Ar40% 和 CO_2 8% 混合惰性气体系统 IG-541 两类气体在中国有较多的应用。上述灭火剂在恰当的设计灭火浓度时，对人体均不构成危害。

二氧化碳灭火剂为无色无味不导电的惰性气体。其灭火机理为减少氧和燃料的气态浓度到阻止燃烧为止。二氧化碳的灭火浓度要达到 40%，这一浓度将使人员窒息，所以在电厂中只在局部灭火时使用。

泡沫灭火系统 电厂使用的泡沫系统主要是固定式低发泡倍数空气泡沫灭火系统。空气泡沫液的主要成分是动植物蛋白质及氟蛋白的水解液和稳定剂。空气泡沫是比重低于油的小气泡的集合体，可以在燃烧液体表面自由流动，在液面上形成一层高韧性连续的泡沫覆盖层，以阻止挥发性可燃气体再接触外界空气，达到灭火目的。固定式空气泡沫灭火系统有一个能储存半小时用的泡沫液储罐，通过比例混合器将水与泡沫液按 3%~6% 的比例混合，混合液再用管道送到安装在油罐顶部内侧的空气泡沫产生器，吸入大量空气形成泡沫而平顺地流到燃油的表面。

干粉灭火系统 以压缩气体为动力将干粉从储罐中经管道和固定喷嘴喷出，达到灭火的目的。常用于粉的主要成分为重碳酸钠粉末和抗潮及增加流动性的粉末添加剂。干粉的灭火机理主要是阻止氧与燃料的化学反应。干粉灭火后会形成污渍，使应用受到一定的限制。

huanjing baohu faui

环境保护法规 (environmental protection laws and regulations)

国家或地方政府制定的带有强制性执行的关于保护环境和自然资源、防治污染的法律、法规的统称。其目的是通过法律手段，调整人们在生产、生活及其他活动中所产生的同保护环境有关的各种社会关系，协调社会经济发展与环境保护的关系，把人类活动对环境的污染限制在最小限度内，维护生态平衡，达到人类社会同自然的协调发展。

产生和发展 人类社会早期的环境问题，主要是农业生产活动引起的对自然环境的破坏。古代文明国家已经有关于保护自然环境的法律规定。产业革命后，随着工业的发展，环境受到污染。从 19 世纪中叶开始，一些资本主义发达国家陆续制定了防治污染的法规。

如英国的《碱业法》(1863 年)、《河流防污法》(1876 年) 等。20 世纪以来，尤其是 50 年代前后，由于工业的高速发展，环境污染、自然资源和生态平衡的破坏日益严重，甚至发展成灾难性的公害，迫使各国政府不得不采取各种有效措施，其中包括制定一系列环境保护法规。目前，在许多工业发达国家和法制比较完备的国家，环境法已经形成比较完整的体系，成为国家整个法律体系的一个重要组成部分。

中国的环境保护法规体系 中华人民共和国成立后，在 20 世纪 50~60 年代，陆续颁布了一些保护自然资源和工废治理的法规。1972 年，联合国召开了第一次世界环境大会，1973 年国务院召开了第一次全国环境保护会议，会议通过了“全面规划、合理布局、综合利用、化害为利、依靠群众、大家动手、保护环境、造福人民”的环境保护方针。并就全面规划、工业合理布局、改善老城市环境、综合利用、土地和植被的保护、水系和海域的管理、植树造林、环境检测、环境科学研究和宣传教育、环境保护投资和设备等 10 方面的问题做了较全面的规定。随后又制定了有关环境保护的其它一些法规以及环境质量和污染物排放标准。1982 年 12 月颁布的《中华人民共和国宪法》明确规定“国家保护和改善生活环境和生态环境，防治污染和其它公害”。1979 年试行，1989 年正式颁布的《中华人民共和国环境保护法》在环境监督管理、保护和改善环境、防治污染和其它公害等方面做了全面的规定。在“防治环境污染和其它公害”一章中规定“建设项目中防治污染的设施，必须与主体工程同时设计，同时施工、同时投产使用”。“排放污染物超过国家或地方规定的污染物排放标准的企事业单位，依照国家规定交纳超标排污费，负责治理”。《环境保护法》的颁布实施是中国环境管理走上法制道路的标志，对全国的环境保护工作、环境立法和司法起着积极的促进作用。

中国已在防治大气、水、固体废物和噪声等方面的污染颁布了 6 部环境保护法，在保护森林、草原、野生动物、渔业、矿产资源等方面颁发了 11 部资源保护法(见表)。同时，国务院还制定了 120 多项环境与资源保护方面的行政法规，各级地方政府制定了 600 多项行政法规。现已实行的国家和地方颁发的环境质量标准和排放标准有近 400 项，配套的规章有 300 多项。因此，一个基本适合中国国情、完整的环境与资源保护法律体系已基本建立。

为防治火电厂对环境的污染，使电力建设与环境保护协调发展，《中华人民共和国电力法》(1995 年 12 月颁发)规定“电力建设、生产、供应和使用应当依法保护环境，采用新技术，减少有害物质排放，防治污染和其它公害”。依据国家的环保法律、法规和标准及

中国颁发的环境保护法与资源法

法律类型	法律名称	颁发修订时间
全国人大颁布的有关环境保护的法律	中华人民共和国环境保护法	1978年试行, 1989年正式实施
	中华人民共和国海洋环境保护法	1982年8月颁发, 1999年12月修订
	中华人民共和国大气污染防治法	1987年9月颁发, 1995年8月, 2000年4月修订
	中华人民共和国固体废物污染环境防治法	1995年10月颁发
	中华人民共和国水污染防治法	1984年5月颁发, 1996年5月修订
	中华人民共和国环境噪声污染防治法	1996年10月颁发
全国人大颁布的有关资源、能源保护方面的法律	中华人民共和国森林法	1984年9月颁发
	中华人民共和国草原法	1985年6月颁发
	中华人民共和国野生动物保护法	1988年11月颁发
	中华人民共和国渔业法	1987年10月颁发
	中华人民共和国水法	1988年1月颁发
	中华人民共和国土地管理法	1986年6月颁发, 1988年12月修订
	中华人民共和国水土保持法	1991年6月颁发
	中华人民共和国矿产资源法	1986年3月颁发, 1996年8月修订
	中华人民共和国电力法	1995年12月颁发
	中华人民共和国煤炭法	1996年8月颁发
	中华人民共和国农业法	1993年7月颁发

《中华人民共和国电力法》等, 电力部门针对电力建设及生产的特点, 制定了《电力工业环境保护管理办法》等40多项规定。主要的规章、规范有《电力工业环境保护管理办法》、《电力系统企业上等级环境保护考核制度实施细则》、《火力发电企业上等级环境保护管理办法》、《关于进一步加强电力工业环境保护工作若干问题的意见》、《关于加强利用外资电力建设项目环境影响评价管理工作的通知》、《关于进一步加强火电建设项目环境影响评价管理工作的通知》、《火力发电厂环境保护设计规定》、《火电建设项目环境保护设施竣工验收办法》、《火电行业环境监测管理规定》等。

环境保护法规的主要内容 环境保护法规对国家机关、企事业单位、团体和公民在环境保护方面的行为准则和违章责任做了规定, 内容十分广泛, 与电力行业有关的主要内容有大气污染防治、水污染防治、固体废物的污染防治、噪声的污染防治。

大气污染防治 在修订后的《中华人民共和国大气污染防治法》中规定: “国家实行按照向大气排放污染物的种类和数量征收排污费的制度”。对“大气污染物总量控制区”内的企业事业单位, 核发主要大气污染物排放许可证。对“大气污染防治重点城市”, 可以在本辖区内制定禁止销售、使用高污染燃料的区域。新建、扩建排放二氧化碳的火电厂, 超过规定的污染物排

放标准或者总量控制指标的, 必须建设配套脱硫、除尘装置或者其他控制二氧化硫排放、除尘的措施。企业应当对燃料燃烧过程中产生的氮氧化物采取控制措施。对火电厂排放的烟尘、二氧化硫和氮氧化物限值在GB13323-96《火电厂大气污染物排放标准》中做了相应的规定。

水污染防治 《中华人民共和国水污染防治法》对水环境质量和污染物排放标准的制定、水污染防治的监督管理、防止地表水污染、防止地下水污染和违法的法律的责任等做了明确规定。为贯彻水污染防治法, 依据水体的不同功能和水的不同用途, 国家制定颁发了《地面水质量标准》、《地下水质量标准》、《海水质量标准》、《生活饮用水卫生标准》、《农业用水水质标准》和《渔业水水质标准》等, 对火电厂工业废水排放的水质及其水量在《污水综合排放标准》中也做了规定。

固体废物的污染防治 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》对固体废物污染环境防治的质量管理、固体废物污染环境的防治、危险废物污染环境的防治和违法的法律的责任等做了明确的规定。在“工业固体废物污染环境的防治”一章中规定, “露天储存冶炼渣、化工渣、燃煤灰渣、废矿石、尾矿和其它工业固体废物的, 应设置专用的储存设施、场所”。在总则中规定“国家鼓励、支持综合利用资源, 对固体废物实行充

分回收和合理利用,并采取有利于固体废物综合利用活动的经济、技术政策和措施”。为鼓励企业开展燃煤电厂粉煤灰综合利用,国家制定了许多有关相应的规定,如1994年由国家经贸委、电力工业部、财政部、交通部和税务局发布的《粉煤灰管理办法》等等。

噪声的污染防治 《中华人民共和国噪声污染防治法》在环境噪声污染的监督管理、工业噪声污染防治、建筑施工噪声污染防治、交通运输噪声污染防治、社会生活噪声污染防治和法律责任等方面做了全面规定。在“工业噪声污染防治”一章中规定“在城市范围内向周围生活环境排放工业噪声的,应当符合国家规定的工业企业厂界环境噪声排放标准”,“产生环境噪声污染的工业企业,应当采取有效措施,减轻噪声对周围生活环境的影响”。为贯彻环境噪声污染防治法,国家制定颁发了《城市区域环境噪声标准》、《工业企业厂界噪声标准》等。

环境风洞实验

环境风洞实验 (environmental wind tunnel experiment) 用风洞模拟实际环境,研究污染物在大气边界层中传输和扩散规律的方法。

发展过程 早在1929年,阿贝(Abe)就用风洞模拟了富士山上的空气流动,菲尔德(Field)和沃登(Warden)模拟了直布罗陀湾山顶上的空气流动,成为用模拟手段研究复杂地形上空大气流动的最早尝试。1934年,普兰特(Prandtl)和赖夏特(Reichardt)在凯瑟·威尔亥姆研究所建造了一座冷-暖空气风洞,研究热湍流特征,是世界上最早的气象风洞。1941年,舍洛克(Sherlock)和斯托克(Stalker)模拟烟气扩散,开创了用风洞研究空气污染的先例。20世纪50年代以后,环境风洞实验不论是其相似理论,还是实验技术都日臻完善,实验设备也得到了迅速发展。1963年,J.E.瑟马克(J.E.Cermak)在美国科罗拉多州立大学建造了能模拟温度层结的气象风洞。1969年,Coantic等人在马赛勒建造了一座风-水渠,可以模拟空气从壁面流过时的边界层位移,可以对空气和水的温度以及空气相对湿度进行控制,以及用机械方法产生波动。20世纪70年代,环境风洞在美国、日本、澳大利亚和加拿大等国得到了较大发展,并广泛用于物质传输和扩散研究中。80年代,环境风洞实验在中国亦得到了广泛应用,目前已有十几座环境风洞投入运行。

实验设备和测量仪器 环境风洞实验所使用的主要设备有环境风洞、示踪和采样系统、流动显示和记录装置。主要测量仪器有流场测量仪器、温度测量仪器和浓度测量仪器。

环境风洞 通常由风扇段、扩散段、稳定段、收缩

段和实验段组成(图1)。中性环境风洞(无加热、冷却装置)能模拟中性大气边界层,温度层结环境风洞(有加热、冷却装置)能模拟大气边界层中垂直温度分布。为了形成较厚的湍流边界层,环境风洞的实验段较长,达15~30m,宽1.5~5m,高1.5~3m。长高比5~15,宽高比1~3。风速范围通常在0.1~15m/s。为了实现纵向压力梯度为零的要求,实验段顶板一般设计成高度可调。在实验段的模型区设一转盘,可模拟不同风向的影响。

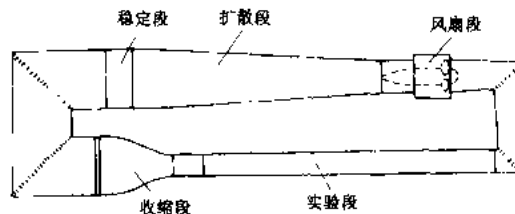


图1 回流式环境风洞

示踪和采样系统 环境风洞实验所使用的示踪剂应为大气中本底浓度低、化学性质稳定的气体,如乙烯、丙烯等。与不同比例的空气、氮气混合可调整混合气体的密度以满足一定的相似要求。示踪气体通过流量调节阀、流量计、混气瓶送至释放点,按一定的排放条件排出。采样设备包括采样架、过滤器、单向阀、采样管和气泵等(图2)。

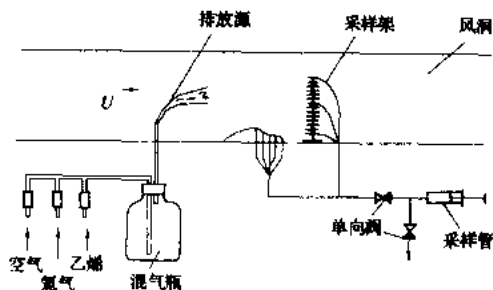


图2 环境风洞实验的示踪与采样系统

流动显示和记录装置 为了显示流动轨迹、流场特征或扩散状况,常以石蜡油烟(用发烟器产生)或四氯化钛,与氮气、压缩空气混合送至释放点排出,用摄像-录像机录影或用照相机拍成照片以供分析。

流场测量仪器 用于测量风速、湍流强度、湍流谱等。常用的有皮托管风速计、热线风速计、激光风速计、超声风速计等。

温度测量仪器 用以测量来流、边界层以及其他位置的温度分布。常用的有热电偶温度计、电阻温度计、石英晶体温度计等。

浓度测量仪器 用以分析样品浓度。常用的有气相色谱仪、碳氢分析仪等。



相似理论 为使风洞中产生的边界层与大气边界层相似,实验必须满足几何相似、运动相似、动力相似和热力相似的要求。模型和周围环境都按一定几何缩比制作,可做到几何相似。但当几何缩比小于1:10000时,若按几何缩比确定粗糙度,可能使流动成为层流。这时需适当增大粗糙度,以保证流动成为充分发展的湍流。运动相似要求来流的平均速度及湍流强度分布与原型流相似,纵向压力梯度为零。动力相似要求做到模拟流与原型流的雷诺数 $Re = UL/\nu$ 相等、罗斯贝数 $R_0 = U/L\Omega$ 相等。热力相似要求两种流的平均温度及无量纲温度脉动强度相似,普朗特数 $P_r = \rho c_p \nu / K$ 相等,理查森数 $Ri = gL\Delta T / TU^2$ 相等、依科特数 $E_k = U^2 c_p \Delta T$ 相等。上述各式中 U 为特征速度; L 为特征长度; ν 为空气运动黏滞系数; Ω 为地转角速度; ρ 为空气密度; c_p 为空气定压比热容; K 为空气的导热系数; g 为重力加速度; T 为绝对温度; ΔT 为温差。风洞实验以空气为介质,普朗特数自然相等;采用温度层结风洞时,可以满足理查森数相等的要求,然而,环境风洞实验中不能满足雷诺数相等、罗斯贝数相等、依科特数相等的要求。不过研究表明,只要流动雷诺数大于某一临界值,其流动特性就与雷诺数无关了。当模拟范围小于几十公里时,罗斯贝数相等的要求可以放松。依科特数反映流动可压缩性的影响,环境风洞实验所研究的均是低风速条件下的问题,可忽略依科特数相等的要求。模拟烟气抬升和扩散时,还要保证模拟烟气在排放口成为充分发展的湍流;二种流动的烟气排放速度与水平风速之比相等;烟气的密度傅鲁德数 $Fr = U / \sqrt{gd(\rho - \rho_0)/\rho}$ 相等。式中 d 为烟管内径; ρ_0 为烟气密度。

实验方法 关键是特定实验环境的模拟和实验结果的整理分析。

速度边界层的模拟 为了形成与大气边界层相似的速度及湍流强度分布,在实验段铺设粗糙底板,有时还要在实验段入口处设置挡板、格栅、T型板、四分之一椭圆板等。

温度边界层的模拟 为了形成与大气边界层相似的温度分布,可以冷却、加热来流及底板。

地形和源的模拟 地形、地物的模型一般用聚乙烯泡沫塑料板、石膏等按一定的几何缩比制作。烟面用金属管或玻璃管。模拟建筑物尾迹效应时,几何比常取1:50~1:500;模拟烟气抬升时,取1:5000~1:2000。测量地面浓度分布时,取1:5000~1:10000。污染源可用石蜡油烟(用于流动显示)或乙烯、丙烯(用于浓度分析)混入一定比例的空气、氮气。

数据分析 通过连续曝光拍摄烟流照片,可以求出扩散参数。曝光时间按时间尺度比确定。扩散参数可

由下式求出:

$$\sigma_y^2 = y_m^2 / \ln(e y_{em}^2 / \sigma_y^2)$$

$$\sigma_z^2 = z_m^2 / \ln(e z_{em}^2 / \sigma_z^2)$$

式中 y_m 、 z_m 分别为烟流包络线的坐标; y_{em} 、 z_{em} 为包络线上 y_m 、 z_m 的最大值。通过示踪气体空间采样的方法确定扩散参数,按下式计算:

$$\sigma_y^2 = \sum_{i=1}^N c_i y_i^2 / \sum_{i=1}^N c_i - \left(\sum_{i=1}^N c_i y_i / \sum_{i=1}^N c_i \right)^2$$

$$\sigma_z^2 = \sum_{i=1}^N c_i z_i^2 / \sum_{i=1}^N c_i - \left(\sum_{i=1}^N c_i z_i / \sum_{i=1}^N c_i \right)^2$$

式中 N 为采样点数; c_i 为各采样点上的浓度; y_i 、 z_i 分别为采样点离浓度轴线的水平和垂直距离。

将风洞实验结果换算成现场结果时,因风洞中不能模拟出实际大气中的长周期大尺度湍流,因此,模拟实验得到的水平扩散参数只相当于现场3min左右的平均值。为得到现场中不同平均时间的扩散参数,还要将垂直于平均风的横向扩散参数 σ_y 乘以时间修正系数。该系数大约在3~6之间。铅直向扩散参数 σ_z 无需修正。

为便于应用,通常将浓度测量结果用 $K = d^3 d^2 / V$ 换算成无量纲浓度系数,制成表格或绘成等值线图。式中 c 为测量浓度; V 为示踪气体的体积流量。

发展趋势 建造能模拟各种温度层结大气边界层、柯氏力效应以及水平大尺度涡旋的环境风洞,开发非接触式测量仪器、能测量瞬时浓度的快速响应仪器,实现实验过程的自动控制、数据的自动分析,模拟各种类型的地形,如山谷、山脊、水陆交界等地区的流动和扩散,是环境风洞实验的发展方向。

huangjing kongqi zhizhang biaozhun

环境空气质量标准 (ambient air quality standard) 对大气环境中污染物容许含量所作的规定。是科学管理大气环境的准则,是国家大气环境保护方针政策的具体体现。

中国在1962年由国家建委和卫生部颁布的《工业企业设计卫生标准》中,首次对居民区大气中的12种有害物质规定了最高容许浓度。1982年,原城乡建设环境保护部首次颁布了适用于全国范围的GB3095-82《大气环境质量标准》。1996年对此做了修改,由国家环境保护局和国家技术监督局颁布GB3095-1996《环境空气质量标准》。标准主要内容包括:环境空气质量功能区划分、标准的分级、污染物项目、取样时间及浓度限值、采样与分析方法及数据统计的有效性规定。标准分为三级:一级标准适用于国家规定的自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区;二级标准适用于城镇规划中确定的居民区、商业交通居民混合

各项污染物的浓度限值表

污 染 物 名 称	浓 度 单 位	取 值 时 间	浓 度 限 值		
			一 级 标 准	二 级 标 准	三 级 标 准
二 氧 化 硫 SO_2	mg/m^3	年 平 均	0.02	0.06	0.10
		日 平 均	0.05	0.15	0.25
		1 小 时 平 均	0.15	0.50	0.70
总 悬 浮 颗 粒 物 TSP		年 平 均	0.08	0.20	0.30
		日 平 均	0.12	0.30	0.50
可 吸 入 颗 粒 物 PM_{10}		年 平 均	0.01	0.10	0.15
		日 平 均	0.05	0.15	0.25
氮 氧 化 物 NO_x		年 平 均	0.05	0.05	0.10
		日 平 均	0.10	0.10	0.15
		1 小 时 平 均	0.15	0.15	0.30
二 氧 化 氮 NO_2		年 平 均	0.04	0.04	0.08
		日 平 均	0.08	0.08	0.12
		1 小 时 平 均	0.12	0.12	0.24
一 氧 化 碳 CO		日 平 均	4.00	4.00	6.00
		1 小 时 平 均	10.00	10.00	20.00
臭 氧 O_3		1 小 时 平 均	0.12	0.16	0.20
铅 Pb	$\mu\text{g}/\text{m}^3$ (标)	季 平 均	1.50		
		年 平 均	1.00		
苯 并 [a] 芘 B[a]P		日 平 均	0.01		
氟 化 物 F	$\mu\text{g}/(\text{dm}^2 \cdot \text{d})$	日 平 均	7*		
		1 小 时 平 均	20*		
		月 平 均	1.8**	3.0***	
		植 物 生 长 季 平 均	1.2**	2.0***	

① 铅 (Pb) 指存在于总悬浮颗粒物中的铅及其化合物。

② 苯并 [a] 芘 (B[a]P) 指存在于可吸入颗粒物中的苯并 [a] 芘。

③ 氟化物 (以 F 计): 以气态及颗粒态形式存在的无机氟化物。

* 适用于城市地区。

** 适用于牧业区和以牧业为主的半农半牧区、蚕桑区。

*** 适用于农业和林业区。

区、文化区、一般工业区和农村地区;三级标准适用于特定工业区。标准所列的污染物有总悬浮颗粒物 (TSP)、可吸入颗粒物 (PM_{10})、二氧化硫 (SO_2)、氮氧化物 (NO_x)、二氧化氮 (NO_2)、一氧化碳 (CO)、臭氧 (O_3)、铅 (Pb)、苯并 (a) 芘 (B[a]P)、氟化物 (以 F 计) 等 10 项。每个项目按不同取值时间 (小时平均、日平均、季平均、年平均等) 和三个标准级别的不同要求, 分别规定了不同的浓度限值, 如表所示。

世界上已有 80 多个国家颁布了环境空气质量标准。前苏联在 1951 年, 是第一个颁布这种标准的国家。世界卫生组织 (WHO) 1963 年也提出了二氧化硫、一氧化碳和氧化剂的环境空气质量标准, 作为参用性的标准。由于制订的标准依据的经济、技术、社会和政治

条件的不同, 世界各国标准中规定的项目多寡不一, 标准规定的容许含量也存在着明显的差异, 如二氧化硫 24 h 平均容许浓度, 前苏联规定为 $0.050 \text{ mg}/\text{m}^3$; 日本规定为 $0.100 \text{ mg}/\text{m}^3$; 美国则规定为 $0.365 \text{ mg}/\text{m}^3$ 。但在允许浓度限值的确定上有其共同点, 即某一物质浓度限值应高于大气中该物质的大气本底浓度, 而低于那些已知对人类健康和生态系统有严重危害的浓度。

为保护劳动者在工作时间不因接触空气中有害气体而发生急性或慢性中毒, 还有一种适用工厂企业生产车间或劳动作业场所的大气质量标准。如美国、俄罗斯等国家对不同行业的劳动生产场所的空气中污染物规定有最高容许浓度。中国《工业企业设计卫生标准》对车间或作业场所空气中有毒物质和生产性粉尘等共 120 个项目规定了最高容许浓度。1989 年卫生部颁发了 GB11667-89《居住区大气中可吸入颗粒物卫生标准》, 该标准规定居住区大气中, 粒径不大于 $10 \mu\text{m}$ 的可吸入颗粒物日平均最高容许浓度不应超过 $0.15 \text{ mg}/\text{m}^3$ 。

huanjing yingxiang pingjia

环境影响评价 (environmental impact assessment)

指一项工程动工兴建以前, 对它在建设施工过程中和建成投产后可能对环境造成的影响进行的预测和评估, 又称环境影响分析。环境影响评价的成果是环境影响报告书。

1969 年, 美国首先在《国家环境政策法》中规定, 联邦政府的环境管理中必须执行环境影响评价制度。此后, 许多国家相继推行。中国在 1979 年颁布的《中华人民共和国环境保护法 (试行)》中首次规定, 企业在进行新建、改建和扩建工程时必须提出环境影响报告书。1986 年重新制订颁布的《基本建设项目环境保

护管理办法》及其附件《项目环境影响报告书内容提要》对基本建设项目环境影响评价范围、内容、程序、法律责任等做了具体规定。1989年通过的《中华人民共和国环境保护法》又进一步明确规定：“建设项目的的环境影响报告书，必须对建设项目产生的污染和对环境的影响做出评价，规定防治措施，经项目主管部门预审并依照规定的程序报环境保护行政主管部门批准。环境影响报告书经批准后，计划部门方可批准建设项目设计任务书。”需要进行环境影响评价的工程主要是可能对环境产生较大影响的基本建设项目。对于火力发电厂，1989年，原能源部颁发的《火电建设项目环境保护管理办法》中规定，装机容量50 MW及以上的大、中型火电厂（供热机组为25 MW及以上）要作环境影响评价，并编制环境影响报告书，50 MW以下的火电厂一般只填写环境影响报告表。

评价内容 火力发电厂的环境影响评价，首先是在调查和综合分析工程本身的情况和工程所处地区的环境状况的基础上进行的。工程本身情况的调查和分析内容包括：建设规模；燃料、水的用量、来源及其质量；废气、废渣、废水的排放量、排放方式及其性质；防治污染的方案、设施和主要工艺；地区自然环境状况的调查和分析，内容包括：建厂地区的地形、地貌、地质、地震、水文和水文地质、气象状况；周围地区所需保护的主要对象，如各种经济作物区、水源保护区、名胜古迹、风景游览区、居民居住区等；大气、地面水、地下水、噪声等环境质量现状，必要时对其进行实测。在此基础上，建立或选择合适的污染物扩散模式，对工程投产后对周围地区的环境做出影响分析和估计。影响分析的内容包括：电厂排出的 SO_2 、 NO_x 和粉尘对周围地区大气环境质量的影响程度和范围；电厂排水（主要是灰水）对周围水环境质量的影响程度和范围；对于开式（直流）冷却系统，还要评价温排水对受纳水体的热影响；噪声对周围生活居住区的影响程度和范围。通过影响分析和评估，对工程项目的选址方案、工程建设的规模等提出评价意见，作为决策的科学依据；对环境保护措施要进行技术经济论证并估算环保投资，以获得投资少而收效大的污染控制方案。

任一建设项目在当地均涉及若干环境要素，应根据项目的工程特点和环境特征确定不同的评价对象和评价内容及深度要求，可以对大气、水、土壤、生态等环境要素进行单要素影响评价，也可对一个区域的大气、水等各要素进行总体的定性和定量评价，即综合评价。对火力发电厂目前一般以大气、水等单要素评价为主，必要时考虑生物、土壤等要素的影响分析。

评价范围 环境影响评价范围的大小，首先取决于建设项目的排污强度。污染源强，影响的空间范围就

大。其次，环境影响评价范围取决于建设项目所在地区自然环境和社会环境对外界干扰的稳定度、敏感度和承受能力。对于火电厂高架源来说，大气评价范围一般在电厂10~20 km范围内进行。对于密集的电站群或区域，大气评价范围要扩大到20 km至100 km及以上范围。

评价方法 环境影响评价方法因要求不同而不同，常用的有图形叠置法、矩阵法、指数法、单个数学模型法、系统数学模型法等。

(1) 图形叠置法：先绘制一系列环境图，包括各种自然环境要素图和社会经济图，然后将这些图叠置对比，据此进行综合分析，以预测和评估某个地区适合开发的程度以及确定建设项目的地点。该方法基本上是对环境影响进行定性分析。

(2) 矩阵法：将开发计划列成一个矩阵，横轴上列出计划行动，纵轴上列出环境特性，然后在矩阵的各栏中列出从1到10的数值，以表示计划行动对环境影响的大小。该方法是对环境影响进行半定量分析，它对选择开发方案有一定的意义，应用比较广泛。

(3) 指数法：根据环境质量指数来确定工程建设方案，它所考虑的内容包括生态学、物理、化学、美学等方面，该方法主要用于评价水资源开发对环境的影响。

(4) 单个数学模型法：把环境某一要素及其过程的规律，用不同的数学模式表示出来，如各种大气、水的污染扩散模式。它们主要用于开发建设活动对单个环境要素或过程的影响评价。

(5) 系统数学模型法：在客观存在的环境系统的基础上，将评价涉及到的各环境要素和过程以及它们之间的相互关系和作用用一组数学关系表示出来。系统数学模型，既可用于环境影响评价工作中的环境预测，也可用于对策分析。

在火电厂环境影响评价中通常采用扩散计算法或扩散净化计算法。扩散计算法是通过工程分析预计工程项目投产后污染物的排放量，以此为污染源，根据环境要素的特征和参数，结合环境现状和污染物排放规律、形式，预测污染物在该环境要素中的影响范围和程度。这种方法不考虑环境的自净作用，常用于对火电厂排出的二氧化硫进行扩散计算。预测结果尚属估算性质。扩散-净化综合计算法主要用于水体的有机污染影响评价。一般来说，根据火电厂排放的主要污染物来确定评价因子，然后确定采用的评价模式。

评价程序 在中国，环境影响评价的管理程序是，先由建设单位委托（有资格的）单位进行调查，编制环境影响评价实施方案（评价大纲），建设单位向国家环保局申报评价实施方案，根据国家环保局对评价实施方案提出的意见和要求及确定的评价内容，开展评价工作，

编制环境影响报告书。提出的环境影响报告书由项目主管部门预审,再报国家环保局批准。外资建设项目环境影响报告书的审批权限,由与批准设立外资企业审批机关同级的环境保护行政主管部门审批。在国外,建设单位要公布环境影响报告书,广泛听取公众和专家的意见。对于不同意见,有的国家还规定举行“公众意见听证会”。

环境影响评价制度的意义 环境影响评价制度的实施,可以防止一些建设项目对环境产生严重的不良影响,防患于未然;也可以通过对可行性方案的比较和筛选,把某些建设项目的环境影响减少到最小程度,协调好经济发展与环境保护的关系。因此,环境影响评价在国内外越来越引起重视,环境影响评价制度同国土利用规划一起被视为贯彻预见性环境政策的重要支柱和卓有成效的法律制度。

huanjing zaosheng biaozhun

环境噪声标准 (standard for environmental noise) 根据人体对噪声的生理与心理反应所制定的环境噪声最高容许限值,以A声级 $[L_{A}dB(A)]$ 或等效A声级 $[L_{eq}dB(A)]$ 表示。

环境噪声基本标准 制定各种环境噪声标准的基本依据。它是根据人对噪声的主观评价,为保证正常睡眠、休息、思考、交谈、学习和工作而提出的噪声容许值。根据国际标准化组织(ISO)的调查,在噪声级为85 dB(A)和90 dB(A)的环境中工作30年,耳聋的可能性分别为8%和18%;在噪声级为70 dB(A)的环境中,谈话感到困难;干扰睡眠休息的噪声阈值,白天为50 dB(A),夜间为45 dB(A)。目前各国公认的环境噪声基本标准见表1。

根据不同环境和目的,环境噪声标准有多种类型。

厂界噪声标准 为控制工业企业、建筑施工场地噪声的危害,我国于1990年颁布了GB12348—90《工业企业厂界噪声标准》(表2),对各类

地区厂界围墙外1m处的噪声限值做了规定。1990年颁布的GB12523—90《建筑施工厂界噪声限值》(表3),对各施工阶段白天和夜间厂界噪声限值做了规定。

城市区域环境噪声标准 为保障城市居民的生活区环境质量,我国于1982年首次颁布了《城市区域环境噪声标准》。1993年对此做了修改,颁布了GB3090

表2 工业企业厂界噪声标准 L_{eq} [dB(A)]

类别	适用区域	昼间	夜间
1	以居住、文教机关为主的区域	55	45
2	居住、商业、工业混杂区及商业中心区	60	50
3	工业区	65	55
4	交通干线道路两侧区域	70	55

表3 建筑施工厂界噪声限值 L_{eq} [dB(A)]

施工阶段	主要噪声源	噪声限值	
		昼间	夜间
土石方	推土机、挖掘机、装载机等	75	55
打桩	各种打桩机等	85	禁止施工
结构	混凝土搅拌机、振捣棒、电锯等	70	55
装修	吊车、升降机等	65	55

—93《城市区域环境噪声标准》(表4)。对地处城市的各类功能区的噪声限值做了规定。乡村生活区域也可参照该标准执行。

表4 城市区域环境噪声标准 L_{eq} [dB(A)]

类别	适用区域	昼间	夜间
0	疗养区、高级别墅区、高级宾馆区等特别需要安静的区域	50	40
1	以居住、文教机关为主的区域	55	45
2	居住、商业、工业混杂区	60	50
3	工业区	65	55
4	交通干线道路两侧区域	70	55

火电厂噪声标准 为保证火电厂各类工作场所正常工作,保护工人听力不受损伤。在SDGJ4—87《火力发电厂建筑设计技术规定》中对火电厂各类工作场所的噪声容许标准也做了规定,见表5。

表5 火电厂各类工作场所的噪声标准化

[dB(A)]		
序号	地点类别	噪声限制值
1	生产车间及作业场所(工人每天连续接触噪声8h)	90
2	高噪声车间设置的值班室、观察室、休息室	无电话通信要求时
		有电话通信要求时
3	电子计算机房、巡回检测室(正常工作状态)	70
4	主控制室、集中控室、通信室(室内背景噪声级)	70
5	生产及行政办公室、会议室、化验室、试验室(室内背景噪声级)	60~70
6	车辆所属办公室、化验室(室内背景噪声级)	60



huanjing zhihang biaozhun

环境质量标准 (environmental quality standard)

为保障居民的身体健康和良好的生存环境,并维护生态系统不被破坏,国家或地方行政机构对环境(大气、水和土壤等)中污染物和有害因素的允许含量所制订的限制性规定,是环境标准的组成部分。环境质量标准是制定环境规划目标,进行环境质量与环境影响评价以及制订污染物排放标准的依据。环境质量的制定,要和国家的经济实力和技术发展水平相适应,因此世界各国并不完全相同。

环境质量标准分国家和地方两级。国家环境质量标准是在全国范围内(或特定地区)统一执行的环境保护要求。地方环境质量标准是根据当地的环境功能、污染状况和地理、气候、生态特点制订的,在地区范围(或特定地区)内统一执行的环境保护要求。地方环境质量标准是国家环境质量标准的补充。地方政府对国家环境质量标准中未作规定的项目,可以制定地方环境质量标准,并报国家环境保护主管部门备案。对国家标准中已作规定的项目,地方政府应按国家环境标准划分的功能区,选用国家标准中相应的级别和标准值。

制定环境质量标准时,第一,要以保护和改善环境为目标,促进环境效益、经济效益和社会效益的统一;第二,要建立在科学实验、调查研究的基础上,做到技术上先进、经济上合理,以保证标准的科学性和严肃性;第三,要做到与有关标准的协调配套;第四,要鼓励积极地采用国际环境质量标准;第五,既要保持标准的相对稳定性,又要根据科学技术的发展和环境保护的要求,适时进行修订。

环境质量标准按环境要素分水质标准、大气质量标准、土壤质量标准和环境噪声标准等四类。每一类又按不同用途或控制对象分为各种质量标准。例如,水质标准按水体类型分为地面水质量标准、海水水质标准和地下水质量标准等;按水资源的用途分为生活饮用水卫生标准、渔业用水水质标准、农业用水水质标准、娱乐用水水质标准和各种工业用水水质标准等。由于各种标准制订的目的、适用范围和要求不同,同一污染物在不同的标准中规定的标准值也是不同的。

环境质量标准是随着环境问题的出现而产生的。产业革命以后,英国工业发展造成的环境污染日益严重,1912年英国皇家污水处理委员会对河水提出了五日生化需氧量(BOD₅)、溶解氧量和悬浮固体物量三项标准。近几十年来,一些国家先后颁布了各种环境质量标准,目前,世界上已有80多个国家颁布了大气质量标准。中国在1959年颁布的《生活饮用水卫生标准》中首次对水质提出了规定,在1962年颁布的《工业企业设计卫生标准》中首次对居民区大气中12种有害物质

规定了最高容许浓度。目前中国已颁布的环境质量标准有:《环境空气质量标准》、《地面水环境质量标准》、《渔业水质标准》、《农田灌溉水质标准》、《海水水质标准》、《城市区域环境噪声标准》等等。

huanyeq

换热器 (heat exchanger)

使热量从热流体传递给冷流体,以满足规定的工艺要求的装置。按其工作原理可以分为三类:①间壁式换热器,冷热两种流体被固体壁面隔开,分别在其两侧流过,热流体的热量通过固体壁传给冷流体,又称表面式换热器。汽轮机回热加热系统中的高压加热器、低压加热器、热网加热器、凝汽器,锅炉中的水冷壁、过热器、再热器、省煤器、空气预热器,核动力装置中的蒸汽发生器以及各种油冷却器都属于这种类型;②混合式换热器,冷热两种流体直接接触彼此混合进行换热,同时存在质量交换,又称接触式换热器。火力发电厂循环供水系统中的冷却塔和除氧器,均是这种类型;③回热式换热器,它的换热表面先流过热流体使温度升高,吸收并储蓄热量,继而由冷流体流过,放出热量并加热冷流体,又称再生式换热器。锅炉中的回转式空气预热器就属这种类型。

各类换热器在所列举的有关条目中均有进一步介绍。具体的间壁式换热器种类很多,从结构上可分为:管壳式(或称列管式)、板式、螺旋板式以及板翅式等几种。管壳式换热器用得最广泛,其它几种为新型紧凑型换热器,近年来得到了相当迅速的推广应用。

管壳式换热器 图1为管壳式换热器的示意图,流体I在管间流动,根据需要在管间设置若干块圆缺

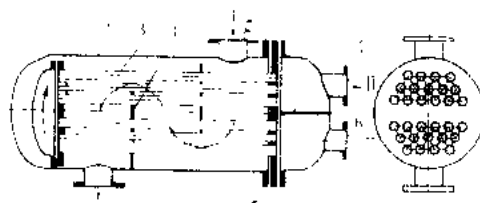


图1 管壳式换热器示意图

1—管板; 2—外壳; 3—管子; 4—挡板; 5—隔板;
6、7—管程进口及出口; 8、9—壳程进口及出口

形的挡板(或称折流板),用以提高管间流速并尽量使流体I横掠管面,以提高壳侧的换热系数,此外挡板还可起管束的管间定距作用,保持管间距均匀一致。流体II从封头流入,在管内从一端流到另一端为一个管程。图1所示的换热器为单壳程双管程。图2(a)所示为二壳程四管程,图2(b)为三壳程六管程。在一定的流量下,采用多管程可以提高管内流体II的流速。挡板数和管程数的选定原则是应尽量使管内流体II与壳侧

流体1的换热系数互相匹配,从而使换热器在相同泵功率下获得最佳的传热效果。根据流体在管程和壳程中的安排,管壳式换热器

又可分为:顺流式,即冷热流体平行同向流动,见图3(a);逆流式,即平行反向流动,见图3(b);横流式,见图3(c)以及三种不同组合的混合流式,见图3(d)、(e)、(f)。在相同的冷热流体进出口温度

的条件下,逆流式具有最大的平均温差,因此从提高换热面的传热强度来考虑,应该尽量采用逆流式。虽然顺流式的传热平均温差最小,但由于其他原因,如考虑降低热流体进口处的管壁温度(如锅炉中的过热器),也采用顺流式安排。通常在设计中应安排腐蚀性的、高温

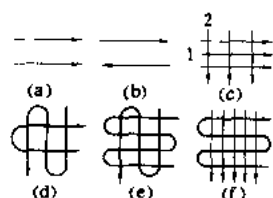


图3 流体在管壳式换热器中的流动方式

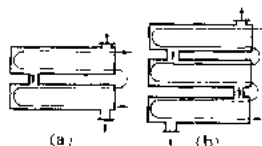


图2 管壳式换热器的壳程与管程
(a) 双壳程四管程;
(b) 三壳程六管程

的、高压的或流体压降是关键量的流体流过管内。管壳式换热器应用历史悠久,制造工艺成熟,密封性好,适应性强,处理能力强,管内便于清洗,目前仍占主导地位,在高温、高压场合下更是独占鳌头。但

与其他换热器比,它的传热系数低,体积大,耗材多。为克服这些缺点,近20年来不断有增强管内外换热的研究成果出现。为了解决固定管板换热器热膨胀产生的热应力过大的问题,出现了波纹管、浮头式和U形管等结构设计方案。

板式换热器 如图4所示,是由带波纹槽的若干金属板片叠置压紧组

成。板间周边用垫片密封,冷热流体分别在板的两侧的狭窄波纹缝隙内流过,从而使流体在低 Re 数(即低速)下诱发湍流以获得高的传热系数(比管壳式换热器要高2~4倍)。由于板的两侧流道形状与尺寸相

同,最宜于用来作为传热性质相近的冷热流体的换热设备(如液-液之间或蒸汽冷凝与冷却液之间的换热),通常采用不锈钢、钛、铝黄铜、镍铜合金、铬镍铁合金、镍铜合金作为板材,板厚0.4~1 mm。与管壳式换热器相比,它具有传热系数大,流动空间小,结构紧凑,无需检修空间,可全部实现逆流安排,无需焊接,拆修

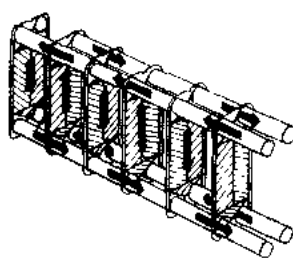


图4 板式换热器的工作原理图

方便,流体存量少,对过程控制响应快,流体只与薄板接触,使昂贵的耐腐蚀材料(如钛材)耗量少等优点,所以近年来在动力、供热、食品、造船、化工、炼油等工业中得到日益广泛的应用。但由于密封材料的性能所限,目前只能在较低的压力与温度范围内(2 MPa和200℃以下)使用。

螺旋板换热器 如图5所示,它是由两张平行的金属板卷制起来构成螺旋通

道,再加上下盖板及连接管组成。冷热流体分别在板两侧各自的螺旋通道内逆流通过,由于不断在流道截面上形成二次环流有利于提高传热系数,加上流道为单通道,形成污垢会减小流通截面,使流速增加产生冲刷效果,故有“自洁”作用,使污垢形成速度降低(是管壳式的1/10)。与管壳式相比,它的流道空间小,结构紧凑(单位体积可容纳的换热面积约为管壳式的3倍),用板

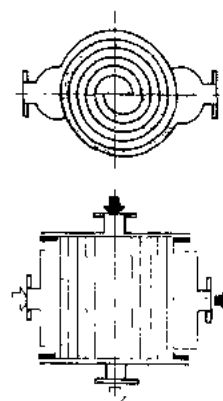


图5 螺旋板换热器结构原理图

材代替管材价廉易得。但它的缺点是不易清洗,检修困难,一旦泄漏无法修复,承压能力低(一般用于1 MPa以下的场合)。

板翅式换热器 如图6所示,它由若干层基本换热元件组成。如图6(a)

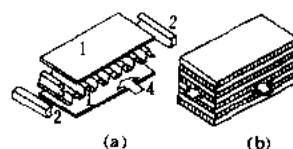


图6 板翅式换热器结构原理图

1—平隔板; 2—侧条;
3—翅片; 4—流体

所示,在两块平隔板1中夹着一块波纹形翅片3,两端用侧条2密封,形成一层基本换热元件,板翅式换热器就是由若干层元件叠置钎焊而成,如图6(b)所示,波纹翅片可做多种几何形状,使之既增加流体的扰动以提高换热系数,又与平隔板焊在一起用以扩大换热面积,从而使传热大大增强。例如,用作气-气热交换,其传热系数比管壳式高出约10倍,可达300 W/(m²·℃)。因此,它是结构最紧凑的换热器(每1 m³体积中可容纳换热面积达2500 m²),承压能力达10 MPa,缺点是造价高,易堵塞,难清洗,一旦泄漏无法检修。它适用于清洁和对换热器材料无腐蚀性的流体。

发展概况 近代关于换热器的研究主要是围绕强化传热和研制特种换热器这两方面进行的。强化传热大体可分为两类问题:其一--是强化管壳式换热器的传热;另一类则是研究开发或改善新型换热器。前者是针

对主要热阻所在,分别增强管侧或壳侧的换热,为此对于管侧通常可改变壁面状况或采用不同形状的内插物等方法来实现;对于壳侧则可采用不同形状的翅片以扩展壳侧的换热面积并力图同时增加壳侧的换热系数。后者则是在不断完善新型换热器性能的同时,努力扩大其应用范围,如研制焊接的板式换热器用作氢重整装置中的高温气体回热器,研制自由流降膜板式蒸发器用作造纸碱回收装置中的浓缩设备。除了强化传热以外,还针对工业发展中出现的某些特殊要求研制开发特种换热器,例如在低温余热利用中近来发展起来的防腐陶瓷换热器等。所有上述研究都有一个共同特点,那就是研究工作与工业的技术发展紧密地互相结合。

参考书目

Kays W M and London A L. Compact Heat Exchangers. 2nd-ed. New York: Book Company, 1964

h. are required, such as

换热器热力计算 (heat exchanger thermal calculation)

分成设计计算与校核计算两种。设计计算是根据用户提出的换热条件与要求,确定换热器的型式、换热面积的结构参数。校核计算则是针对已有的换热器进行校核,看它是否能满足用户的换热要求。一般是核算流体出口温度和换热量。热力计算必须在确定了换热器的结构型式的基础上进行,在确定换热器传热系数和阻力系数时,必须依据该类型换热器内的传热和流阻关系式。热力计算还必须考虑污垢热阻,因为在运行中流体必然会在换热面上沉积污垢,使传热热阻明显增加。污垢热阻与流体的性质、温度、流速以及流道形状等诸多因素有关,其值由实验测定,计算时可从有关传热手册中查取。热力计算有两种方法:平均温差法(Log Mean Temperature Difference Method, 简称 LMTD 法)和效能-传热单元数法(Effectiveness-NTU Method, 简称 ϵ -NTU 法)。

平均温差法(LMTD 法) 首先选定换热器型式,根据用户给出的换热量 Q 和冷热流体进出口温度 t_1' , t_1'' , t_2' , t_2'' 中的任三个温度,按热流体放出的热量等于冷流体吸收的热量这一平衡方程,求出冷或热流体的出口温度,再求出传热平均温差。由于冷热流体沿换热面进行热交换时温度不断变化,因此流体间的温差也在不断变化,且与流动方式密切相关。对于顺流式换热器,其传热平均温差可用下列对数平均法求出:

$$\Delta t_m = \frac{\Delta t' - \Delta t''}{\ln \frac{\Delta t'}{\Delta t''}} \quad (1)$$

式中 Δt_m 称为对数平均温差; $\Delta t'$ 和 $\Delta t''$ 分别为进口和出口处热冷流体间的温差。对于逆流式,式(1)仍可应

用,但 $\Delta t'$ 和 $\Delta t''$ 分别表示较大和较小温差端的温差。对于其它各种流动方式,计算时先按逆流公式算出对数平均温差后,再乘以温差修正值 ϵ_{Δ} ,即为传热平均温差, ϵ_{Δ} 可从有关文献中查出。求出 Δt_m 后,再根据预先选定的换热器型式和结构参数分别求出冷热流体侧的换热系数及选取相应的污垢系数,然后算出传热系数 K 。最后用传热公式 $F = Q/K\Delta t_m$ 求出所需换热面积 F ,并确定其主要结构参数。如算出的换热面积和结构参数与预先选定值不相符合,则需重新计算,直至两者相差在规定误差值以内时为止。如所求得的换热面积和确定的结构合理,则可按设计的型式和结构参数选购或制造。

效能-传热单元数法(ϵ -NTU 法) 换热器效能 ϵ 是指实际传热量与最大可能传热量之比值。若忽略热损失不计,则实际传热量就应等于热流体放出的热量 $M_1 C_1 (t_1' - t_1'')$ 或冷流体吸收的热量 $M_2 C_2 (t_2' - t_2'')$, 其 $M_1 C_1$ 和 $M_2 C_2$ 分别为热、冷流体的热容量。根据热平衡原理可知,具有最小热容量 $(MC)_{\min}$ 的流体其温度变化最大,所以最大可能传热量为: $Q_{\max} = (MC)_{\min} (t_1' - t_2')$ 。根据 ϵ 的定义可写出

$$\epsilon = \frac{Q}{Q_{\max}} = \frac{t_1' - t_1''}{t_1' - t_2'}$$

ϵ 与换热器内流体的流动方式有关,对于顺流式换热器可以求得

$$\epsilon = \frac{1 - \exp \left\{ - \frac{KF}{(MC)_{\min}} \left[1 + \frac{(MC)_{\min}}{(MC)_{\max}} \right] \right\}}{1 + (MC)_{\min}/(MC)_{\max}} = \frac{1 - \exp \left\{ - NTU \left[1 + \frac{(MC)_{\min}}{(MC)_{\max}} \right] \right\}}{1 + (MC)_{\min}/(MC)_{\max}} \quad (2)$$

式中 $KF/(MC)_{\min}$ 为一无量纲数,称为传热单元数(Number of Transfer Units, 简称 NTU 数); $(MC)_{\max}$ 为流体热容量之较大者。对于逆流式换热器也可推出

$$\epsilon = \frac{1 - \exp \left\{ - NTU \left[1 - \frac{(MC)_{\min}}{(MC)_{\max}} \right] \right\}}{1 - \frac{(MC)_{\min}}{(MC)_{\max}} \exp \left\{ - NTU \left[1 - \frac{(MC)_{\min}}{(MC)_{\max}} \right] \right\}} \quad (3)$$

对于其他不同流动组合方式的换热器, ϵ 都可表示成 NTU 和 $(MC)_{\min}/(MC)_{\max}$ 的函数关系式,这种关系式和相应的线图可参阅有关文献。

根据 ϵ 与 NTU、 $(MC)_{\min}/(MC)_{\max}$ 的关系,可以进行换热器热力计算。在设计计算时,由已知的流体进出口温度求出 ϵ 值,再由公式或线图求出 NTU 值,最后根据 NTU 的定义式即可求出所需的换热面积。在校核计算时,与 LMTD 法相比应用 ϵ -NTU 法更为简便,由已知的换热面积 F 和传热系数 K 得出 NTU

值,再由公式或线图求出 ϵ 值,从而求出所需的流体出口温度。

NTU 是表示传热量大小的无量纲数,从 ϵ 随 NTU 而增大的变化趋势可以看出,当 NTU 不断增加时, ϵ 随之增大并趋于一极限值,此极限值与流动方式有关。对于逆流,此极限值为 1;对于顺流,由于热容量较小的流体其温度变化达不到 $(t_1'-t_2')$,所以 ϵ 的极限值小于 1,例如当 $(MC)_{\min}/(MC)_{\max}=1$ 时, ϵ 的极限值为 0.5,只有逆流式的一半。

以上两种方法皆可用于设计计算和校核计算。在设计计算中采用 LMTD 法可从 ϵ_{Δ} 的大小看出所选用的流动方式与逆流方式相差的程度,有助于流动方式的选择,这是 ϵ -NTU 法做不到的。

参考书目

Rohsenow W M and Hartnet J Ped. Handbook of Heat Transfer. New York: McGraw Hill Book Company, 1973

[日]尾花英朗,热交换器设计手册,徐宗权译,北京:石油工业出版社,1981

huaren xishu

换热系数 (convective heat-transfer coefficient)

对流换热的强度可用牛顿公式 $Q=\alpha(T_w-T_f)F$ 表述,式中 Q 表示面积为 F 的固体表面上每秒钟与流体交换的热量; T_w 和 T_f 分别为固体表面和流体的温度; α 为换热系数。显然牛顿公式本身就是 α 的定义式,它表示单位固体表面积上,当固体表面温度 T_w 与流体温度 T_f 相差 1 度时,单位时间内所传递的热量,单位为 $J/(m^2 \cdot s \cdot K)$ 或 $W/(m^2 \cdot K)$ 。 α 的大小反映换热的强弱,但并没有揭示出影响对流换热的众多因素与 α 之间的内在联系,也未给工程计算带来简化,只不过把问题的复杂性转移到了 α 上面。因此,在工程中对流换热求解的主要任务之一就是计算或测定 α 。

求解 α 的方法有数学分析解法、数值分析解法和实验求解法等几种。 α 与诸因素之间的关系可以用一组复杂的偏微分方程式来描述。因此,可以直接用数学分析方法来求解偏微分方程组。但是由于方程组的复杂性,这种方法只在极个别的非常简单的问题上才是有效的。20 世纪 30 年代初, L. 普朗特 (Ludwig Prandtl) 在实验基础上提出了“边界层理论”,用边界层概念简化方程组,使很多问题的数学求解成为可能,从而开拓了对流换热的研究向理论分析方向发展的道路。上述解析法是一种推理严密的经典理论方法,它又是相似分析和数值计算的基础。但由于数学方面的原因,用它来解决问题时要作较大的简化,所以也只能用来求解少数较简单的工程问题。20 世纪 60 年代以来,计算

机引进对流换热的研究,使微分方程组的积分求解过程可变换成相应的差分方程组的代数求解过程进行求解,由于计算机应用灵活,精度高,运算快,可进行大工作量计算,从而促使数值分析解法在计算数学迅速发展的推动下很快得到推广。由于换热问题的复杂性,数值解法往往也需要依靠实验来建立物理模型,用测定数据来检验它的方法和某些结果。因此,数值求解法常与实验研究互相配合。它最先是在层流换热方面得到了推广应用。尔后,随着基于时均化的纳维尔-斯托克斯方程(即雷诺方程)的湍流模型的不断开发(诸如半经验的混合长度理论即零方程模型、一方程模型以及双方程模型等多方程模型),近年来在湍流换热工程问题中推广应用。60 年代后期剪切湍流中拟序结构的发现是湍流研究中的一个重要进展,它认为大多数剪切湍流的输运性质是由大尺度的涡旋运动所支配的,这些涡旋不是随机的,其拟序运动的形式、强度和尺度都因流动类型的不同而异。在此基础上,发展了一些理论模型、数学分析和数值模拟方法,直接由瞬态的纳维尔-斯托克斯方程着手来求解涡场,消除了通常的数值法求解雷诺方程所具有的一些固有的缺点。

然而,数学分析法还难于处理工程中不断出现的复杂的对流换热问题,众多的计算 α 的公式主要还是靠实验求解方法来提供的。19 世纪末, O. 雷诺 (Osborne Reynolds) 用流型显示方法研究了流体运动的状况。20 世纪初, E. K. W. 努塞耳 (Ernst Kraft Wilhelm Nusselt) 在相似原理之上开辟了对流换热研究的实验求解途径。这种方法以后在解决大量的对流换热问题中正日臻成熟,成为目前用来解决工程中对流换热问题最有效的经典方法。它适应性大、可信度高,对于那些换热模型还不够清楚的问题(诸如湍流)尤为重要,而且还是数学分析法的检验标准。它用来确定计算 α 的准则关系式,但用它却难以揭示出换热的机理。60 年代中期以来,由于光学测试技术的推广应用,速度和温度场的测定以及流型的显示,把实验研究推进到一个更高的水平,并为揭示换热机理和建立物理模型提供了可靠的依据。

用不同方法得到的计算 α 的公式都只适用于一定的范围。对流换热的种类很多,按流体运动的起因、空间几何特性、流动状况以及边界条件等的不同,对流换热的种类也互异。因此,适用于不同种类的计算 α 的公式也很多。在选用时一定要遵守公式给定的应用范围,否则就可能导致很大的误差。

huba shigong

灰坝施工 (ash yard dam construction)

指火力发电厂灰场周围的挡灰坝的施工。火力发电厂



的灰场大致有山谷灰场、滩涂灰场和洼地(或煤矿塌陷区)灰场几种类型。修筑灰坝的材料可根据工程所在地的实际条件选用。对于江河湖泊的滩地灰场和海涂灰场,其灰坝不论用什么材料修筑,其迎水面必须考虑潮流、波浪、台风的冲击和淘刷,采取有效的防浪、消浪措施,确保坝堤安全。灰坝按筑坝材料可分为土坝、土石混合坝、堆石坝、灰渣坝、冲泥袋坝等多种,施工工艺也各异。

土坝施工 就地取材筑坝中最常见的一种。土坝的施工主要是合理组织挖、运、填、土坝所用的土料,必须符合要求。筑坝前,要做好采土料场的勘探和规划。土料的含水量应通过试验定出最佳含水量的标准,对偏湿或偏干的土料要进行翻晒或加湿处理。雨期施工时,应在作业区的外围建立防、排水系统,避免场地内积水而影响施工。

土石混合坝施工 也是就地取材筑坝的一种。它与土坝比较具有抗冲刷能力大、坝底宽度小、易于在水中堆筑等优点。土石混合坝的坝心用块石堆筑,迎水面用浆砌块石护面。在堤心石体和块石护面之间用黏土填筑斜墙,并设置一层用砂砾组成的反滤层作为防渗体。黏土斜墙的施工要求与土坝施工要求相同。

堆石坝施工 全部由堆石坝料堆筑而成,属透水坝的一种。坝体堆石施工时,按孔隙率的要求控制质量,对堆筑石料的石质和块度也有一定的要求。片状石、风化石不能上坝。

灰渣坝施工 上述的几种坝,在使用若干年之后,灰渣堆积将近坝高时,需分期填筑子坝,将坝增高,以增加储灰量。其坝料可以用灰渣,也可以就地取材用土或石。采用较多的是利用正在排放的灰渣。子坝可填筑数次,即分期填筑子坝施工。这种方法能减少用地,降低灰渣场造价。施工前要先对坝前沉积区的灰渣采取加速排水固结措施,并保持一定的干滩长度,以利坝基的灰渣固结,提高承载力。必要时可采取定期分层碾压,以提高其密实度和强度。冲填灰渣作业时,要做到均匀排灰,对每级增高坝的高度、铺灰厚度、碾压遍数以及压实后的密实度等,都要达到设计图纸规定的要求。

冲泥袋坝施工 就地采集滩地上的亚砂土,用泥浆泵灌入聚丙烯编织袋内,待泥浆自行脱水固结后成坝。施工步骤是:先把聚丙烯编织布缝制成袋,在开口端对接一段长30 cm左右的袖口,以便与冲泥管扎紧。将尼龙袋成排铺设在坝体位置上,按次冲灌泥浆成软体排,待软体排脱水固结后,就形成牢固的坝体。尼龙袋铺设时要力求平整,张拉不宜过紧;要分层按序铺设,上下层错位,互相搭接。袋与袋之间的孔隙用亚黏土填夯,迎水面用袋装小石子和大石块砌筑,要每层及

时跟上,起到保护袋体不受风浪冲刷,兼起反滤层作用。最后,待坝体沉降稳定后,再进行混凝土防浪墙等施工。

ruǎn guǎn fáng gǔ

灰管防垢 (antiscaling in ash sluicing pipe)

用于防止或减缓水力输灰系统结垢和沉积物的一些措施。

结垢机理 在水力输灰系统中,煤灰中的氧化钙、可溶性钙盐及其碱性物质遇水后逐渐溶解,致使灰水中钙离子、氢氧根、碳酸根浓度上升($\text{CaO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}^{2+} + 2\text{OH}^-$)。当灰浆水中 Ca^{2+} 和 CO_3^{2-} 离子浓度乘积达到碳酸钙溶度积极限值时,在冲灰管道内壁就可能产生碳酸钙的沉积($\text{Ca}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{CaCO}_3 \downarrow$)。同时,也可能产生其他钙的沉积物。灰管结垢除了与煤灰中氧化钙含量、除尘方式及冲灰原水水质等有关外,还与灰管中两相介质的流速有关。因为只有垢的磨损量小于垢的增长量时,垢才会积累而成为问题。采用湿式除尘器时,灰水呈弱酸性($\text{pH} < 6$),管道一般不结垢。采用干式除尘器时,灰水一般呈碱性,都有不同程度的结垢问题。结垢的发生一般在冲水泵出口侧的1 km长度范围内较严重,结垢速度快的甚至一年就需清垢或更换管道。因此,灰管结垢是影响水力输灰系统正常运行的一个关键问题。

防垢方法 为预防或减轻冲灰管道的结垢,首先在设计时要选择合适的灰浆(在管道内)流速,使灰管内壁结垢速度与灰渣对管壁的冲刷磨损作用保持均衡,灰浆(在管道内)的流速一般应大于2 m/s。运行中冲灰系统管道防垢技术目前可采用的主要有:①降低水灰比,减少冲灰水用量,以减少由冲灰原水带入冲灰系统的碳酸盐碱度,从而降低 CaCO_3 垢的生成量,因此,采用高浓度输灰系统或利用碳酸盐碱度较低的新鲜水或灰场澄清回水冲灰,均可不同程度地减轻冲灰管道的结垢;②管前处理高pH值运行,是把灰水在进入冲灰泵前在灰浆池内强烈搅拌,加速灰中氧化钙溶出,使碳酸钙结晶沉淀在灰渣颗粒表面上。实践证明,只要保持灰水pH值在11.30以上,灰浆在池内停留足够时间(15 min),冲灰管的结垢速度可大为减缓在小容量电厂有应用实例;③合理选择管材,如衬胶管、衬塑管、陶瓷管等,因这种类型的管具有管壁光滑,非亲水性等特点, CaCO_3 晶体不易附着在其表面,因而可减缓结垢速度;④采用炉烟 CO_2 法或 SO_2 法(见灰水处理),该法适用于处理氧化钙含量低的煤灰。

上述防垢技术均有其一定的适用范围,尚不能完全根除火电厂水力冲灰系统中的结垢现象。因此,有些电厂在运行中还采用除垢措施,如机械钻凿清垢法、热

力清垢法、酸洗法、炉烟 CO_2 洗涤法等。

ni. shou chuli

灰水处理 (ash sluicing water treatment)

将水力除灰系统灰场排水中所含的污染物去除,使排水达到排放标准或回收利用的工艺。处理装置可设在厂内,也可设在灰场灰水排放口。在低浓度水力输灰系统中,每吨灰约要用 $10\sim 15\text{t}$ 水,高浓度水力输灰系统每吨灰约用 $1.5\sim 2\text{t}$ 水。这些水,如不回收重复利用,除灰场蒸发、渗漏损失外,均在灰渣场排放口排入水体。

灰水中污染物质的种类和浓度 主要与锅炉燃煤种和除尘方式(干式、湿式)有关。在干除尘水力输灰系统中,在水与灰接触过程中从灰中溶出污染物。在湿除尘水力输灰系统中,除发生上述过程外,由于烟气与水接触使烟气中的某些物质,如氟及其化合物、砷及其化合物和二氧化硫、三氧化硫等也进入灰水中。在干式除尘水力输灰系统中,灰水普遍呈碱性, pH 值高达 $9.5\sim 11.5$,主要是灰中氧化钙溶解所致。湿式除尘水力输灰系统中,灰水一般呈弱酸性或弱碱性,有时含氟及其化合物量较高,达 $15\sim 30\text{ mg/L}$; 其次还有重金属,如砷及其化合物的浓度超标。对这些污染物质可采取不同的方法进行处理。

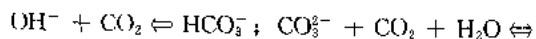
碱性灰水的治理 可采用灰水再循环法、加酸法和炉烟处理法等。

(1) 灰水再循环法:(见灰水再循环系统)治理灰水污染最有效的途径。

(2) 加酸处理法:利用酸碱中和的原理,向碱性灰水中添加工业盐酸(HCl)或硫酸(H_2SO_4)或邻近工厂排出的废酸,以中和灰水中的碱性物质。加酸地点,一般设在灰场灰水排放口,加酸量按中和灰水中全部氢氧碱度和二分之一碳酸盐碱度估算。采用加酸处理方法,除要耗用大量盐酸或硫酸外,还要增加灰水中的 Cl^- 和 SO_4^{2-} ,排入水体后会提高受纳水体的矿物盐含量。

(3) 炉烟 SO_2 法:将炉烟引入二氧化硫洗涤塔下部,炉烟中的二氧化硫溶入洗涤水中生成亚硫酸,然后进一步氧化为硫酸。利用吸收塔排出的酸性水来中和碱性灰水中的氢氧根(OH^-)碱度和部分碳酸盐碱度。炉烟 SO_2 法一般适用于燃煤含硫量较高的水力输灰系统。

(4) 炉烟 CO_2 法:将炉烟直接通入设在灰渣泵前的灰浆处理池,借炉烟中的二氧化碳中和灰水中原有氢氧根(OH^-)碱度和碳酸根(CO_3^{2-})碱度及灰中部分游离氧化钙(CaO)。其反应式是:



$2\text{HCO}_3^-; \text{CaO} + 2\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ 。经炉烟处理后,灰水在处理池出口的 pH 值可降低到 6.6 左右。在输灰管道经过一段距离后,灰中游离氧化钙进一步释放溶解,系统中灰水 pH 值又会缓慢上升。如炉烟处理应用得当,且工艺条件选择合理,灰场出口 pH 值可保持在 9.0 以内。炉烟 CO_2 法一般适用于灰中游离氧化钙不太高的水力输灰系统。美国、日本等一般在灰场灰水排放管沟中采用钢瓶 CO_2 气体来处理碱性灰水。

含氟、含砷灰水的处理 火电厂含氟、含砷灰水具有水量大、氟、砷浓度低,不需要深度处理(处理后浓度仅要求低于排放标准规定值)等特点,因此,采用的处理方法既要技术上可行,又要经济上合理,所以,有一定难度。在水力冲灰系统中,由于灰中氧化钙的不断溶入,灰水中同时存在一定浓度的钙离子,它可与砷产生 $\text{Ca}_3(\text{AsO}_4)_2$ 、 $\text{Ca}_3(\text{AsO}_3)_2$ 或 $\text{Ca}_3(\text{AsO}_2)_2$ 等沉淀,与氟产生 CaF_2 沉淀,使氟和砷处于反应平衡浓度。处理含砷、含氟超标的灰水时,最常用的办法是采用灰水再循环系统,在再循环系统中,经一段时间运行后,灰水中氟和砷一般可达到一定的平衡状态,其浓度不再上升。如系统中平衡浓度过高,也可从此系统中抽出部分灰水进行除氟、除砷处理后再返回系统或排走。其他处理方法,如采用硫酸铝、氧化铝、聚合铝等铝盐处理含氟废水,采用苏打-石灰法处理含砷灰水等,均处在试验研究阶段,有的已建立了示范试验装置。

huishui zai xun huan xitong

灰水再循环系统 (recirculating system of ash sluicing water)

将火力发电厂水力冲灰系统中的灰水,经灰场或浓缩沉淀池澄清后,再返回冲灰系统重复利用的灰水回收系统。系统中的灰水,除蒸发损失和渗漏损失外,基本上不向环境排放。采用灰水再循环系统是消除灰场排水对地表水体污染和节约用水的有效途径。

灰水再循环系统分灰场灰水再循环系统(见图1)和二次制浆输灰系统的浓缩池溢流水再循环系统(见图2)。

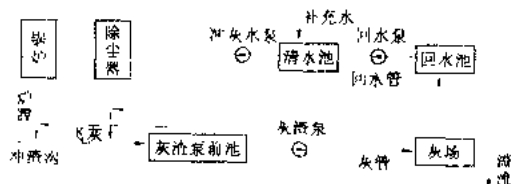


图1 灰场灰水再循环系统

在灰水再循环系统中,灰水水质与电厂所用的煤种和除尘方式(干式或湿式)关系密切。并且,由于系

统中的水与新灰多次重复接触,灰中可溶性物质不断地溶入,致使系统中各种离子浓度不断递增,直至平衡。灰水再循环系统中的水可呈碱性、微碱性或酸性,且有明显生成 CaCO_3 垢的倾向。中国国家电力公司南京电力环境科学研究所根据煤灰中 CaO 、游离 CaO 和 CaO 与 SO_3^{2-} 的比值,将干除尘水力输灰系统的灰水再循环系统中的回水按其结垢类型分成Ⅳ类(见表)。

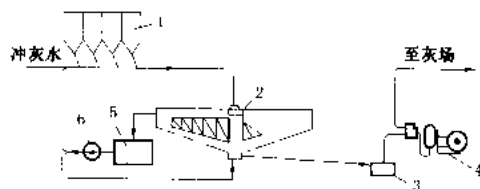


图2 浓缩池溢流水再循环系统

- 1 除尘器灰斗；2—浓缩池；3—灰浆池；
4—柱塞离心泵；5 回水池；6 回水泵

回水泵和回水管道防垢是灰水再循环系统运行中的技术关键,目前普遍采用的防垢方法是,在回水泵前添加阻垢后分散剂,如有机膦酸盐等,添加剂量为 1.0 mg/L 左右。除此以外,还采用加酸等方法。

为防上水力除灰系统灰渣场排水对受纳水体的污染,20世纪70年代初,西方发达国家就着手对水力输灰系统的灰场排水进行回收再利用,前苏联于1970年就对新建燃煤电厂要求采用灰水再循环系统。80年代中期,中国某些燃煤电厂开始建立灰水回收系统,但因回水系统结垢严重,不少干除尘湿排灰的灰水再循环系统被迫停运;直至90年代初,回水系统的防垢技术得到解决,且电力行业将灰水回收再利用作为治理灰场排水污染物超标的主要技术措施,要求限期完成,灰水再循环系统发展迅速,至1995年,全国已建成灰水再循环系统的电厂有98个,年回收灰水量为4.31亿t,灰水回收率达35%。

几种典型煤灰回水水质及结垢类型

煤 灰				冲灰		回 水 水 质							结 垢	
分 类	CaO (%)	fCaO (%)	CaO SO ₃	原 水	pH	电 导 率 (μS/cm)	碱 度 (mmol/L)			Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	类 型	
							OH ⁻	$\frac{1}{2}$ CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻					
I	4.52	0.10	1.40	低碱水	7.81	1960	0	0	0.60	229	28.2	1400	不结垢	
				高碱水	7.61	2640	0	0	0.60	254	63.6	1641		
II	1.81	0.14	1.88	低碱水	10.58	1120	1.0	2.0	0	244	6.0	475.5	Ca(X) ₂	
				高碱水	9.30	1770	0	1.60	0.70	302	58.3	826.2		
III	4.52	0.67	5.84	低碱水	12.61	2150	9.0	1.20	0	262	0	115.3	CaCO ₃	
				高碱水	12.76	3300	10.4	1.60	0	380	0	235		
IV	18.62	6.60	6.74	低碱水	13.7	10000	66.0	2.0	0	740	0	286	CaCO ₃	
				高碱水	13.17	10600	65.2	1.20	0	816	0	501.9		Ca(OH) ₂

注:1. 低碱水指碳酸盐碱度低于 2.0 mmol/L 的冲灰原水。

2. 高碱水指碳酸盐碱度高于 4.0 mmol/L 的冲灰原水。

huizhuchang

灰渣场 (ash and slag yard) 火力发电厂锅炉排出的灰、渣存储场地。灰、渣分储时则只设置灰场,灰、渣分储时则分别设置灰场和渣场。按照不同的除灰方式,用于水除灰的灰场称为水灰场,用于干除灰的灰场称为干灰场。中国规定储灰场总容积应为规划容量10~20年左右的灰渣量。储灰场一般应分期分块建设。灰场堆满后可在表面覆土造地利用或植被绿化。为了灰场长期安全运行,必须设置灰场管理站,配有维护机具、交通工具、通信和生活设施,并配备专业管理人员。

水灰场 水力除灰的灰渣自然沉淀后进行存储的灰场。灰渣表层的澄清水经排水构筑物排除,灰场排水

需进行排水处理,达到国家工业废水排放标准后可排入自然水体,当技术经济论证和水平衡合理并认为条件合适时也可回收至电厂重复使用。

选用山谷、沟壑作为灰场时,需修筑挡灰坝,并视山沟洪水量预留洪水容积并采取适当的泄洪设施。挡灰坝要保证坝体渗透稳定、抗震稳定和结构整体稳定。挡灰坝最终高度应视地形、地质和工程需要而定。为减少坝体工程量,宜减少初期灰坝高度,以后可利用灰渣或当地材料在坝前压筑子坝分级加高。由于沉积灰层处于饱和松软状态,不排水剪切强度一般小于 20 kPa ,初期坝宜采用透水坝,以便有效地降低坝体浸润线,使坝前灰渣良好固结,利于以后子坝的加高。并采用坝前均匀放灰,以保持足够的干滩长度。建透水坝的



方法可用渗透系数较大的块石或砂砾石作为坝体材料,建不透水土坝,是在上游坡斜卧层与坝底水平褥垫层采用渗透系数较大的材料组成透水通道。当初期坝堆满后子坝可用灰渣碾压。子坝的分级一般每次加高3~4 m。为防止灰水渗入地下造成地下水污染,可在灰场底部设置渗透系数小于 1×10^{-4} cm/s的土垫层或铺设聚乙烯薄膜防渗。灰水和山洪经竖井或卧式排水道排出。为了有组织的集中透水坝或坝体透水通道渗出的灰水,在坝体下游沿地面设浆砌块石排水沟,流入排水道排出。

在不影响泄洪,并取得有关部门同意,利用江、河、湖、海的滩涂建设灰场时,应按重现期为20~50年的洪水位标准修筑灰坝,并满足防风浪要求,临水面外坡底部设防冲刷设施,在灰坝外侧设置护面。

干灰场 干灰经调湿后送至灰场并经碾压机械压实堆置的灰场。

粉煤灰的堆积特性是颗粒细而均匀,0.05~0.005mm的颗粒占60%~80%,质轻而松散,孔洞和空隙较多,颗粒比重为2.1~2.4,在含水量为20%~30%情况下经振动碾压,可以降低灰的压缩性,提高承载力,压实后密度可达水下自然沉积灰体的1.2~1.3倍,干容重为9~12kN/m³,渗透系数为 1.7×10^{-4} ~ 7.98×10^{-4} cm/s。干灰压实后可减少灰场的飘尘和降水渗透对地下水的污染。

干灰虽具有良好的吸水性和保水性,但为避免特大暴雨在干灰场积水,需设置排水设施,以利雨后继续碾压。

由于干灰中的CaO、Al₂O₃对灰体有一定的胶结作用和后期强度,碾压后外坡可用1:2~1:3的稳定边坡并植被,必要时可采用于砌石或混凝土块体护面。

干灰场的堆灰、碾压、加高、护面随电厂运行连续进行,一般不需修筑挡灰坝,但需在灰场四周底部用块石堆置滤水坝趾。为便于干灰的场内运输和碾压作业,灰面经常保持1/20~1/30的坡度。

为防止灰尘飞扬造成污染,应使灰场表面保持一定的含水量,需配置洒水设备。

渣场 渣量一般为灰渣总量的15%左右。渣颗粒比灰稍粗,其物理力学特性与粉煤灰基本一致。当因分储而设置渣场时,宜选在距电厂较近处,并考虑运输道路通畅,便于渣的综合利用。

na zha chu li

灰渣处理 (disposal of ash and slag) 对燃煤锅炉排出的炉底渣和飞灰进行堆存和利用的工作。中国燃煤电厂燃煤的灰分较高,一般在20%~30%左右,因而排出的灰渣很多,一般来讲,10MW装机

容量的锅炉,一年排出约1万t灰渣。对如此大量的灰渣必须根据储用结合的原则,做好妥善安排与处理。目前采取的措施有:灰渣场储存、山沟充灰、低洼地充填、海边滩涂地充填、煤矿塌陷区充填和矿井充填等。

灰渣场储存 火电厂灰渣场的形式有:①山谷型灰场:在山区,选择有利的山谷狭窄处垒筑高坝,库区存灰。灰坝的建设,视当地材料而定,有堆石坝、土坝、土石坝以及分期筑坝式灰坝(先修一低坝,在灰场运行中不断以灰渣为材料加高)。②平原型灰场:在平原地区,一般选择低洼地,挖出场地当中的土,在四周筑起堤坝。这样,既增加了灰场容积,又节省了购地费用。③丘陵地区灰场:在丘陵地区,选择有利地形,修筑低坝。

山沟充灰 在山区或丘陵地区,电厂周围有一些杂草丛生、无法垦殖的乱石山沟,而这些山沟又很小,无法建设大型灰渣场,可在大小不同的乱石山沟中,分级垒筑山石坝,发电厂将灰渣直接冲入垒有石坝的山沟中,充满后再行转移,这些荒沟充满灰后经平整覆土,即可成为良田。

低洼地充填 平原电厂周围可能有因各种原因存在着的大小不同的低洼地或沟壑,低洼地遇雨则涝,沟壑地遇雨被冲,均是“靠天吃饭”的低产田。对于这些低洼地、沟壑地,不需要许多工程量,用灰渣充填、垫高,再覆上土,既“吃”了灰,又可让这些地变成“旱涝保收”的高产田。

海边滩涂地充填 靠近沿海的电厂,在海边会有一些没有用的面积很大的沿海滩涂地,只需做好筑坝工程,利用粉煤灰充填,便可使这些沿海滩涂地变为良田,种植作物,或植树防风护岸。

煤矿塌陷区充填 因煤炭及其他矿产资源的地下开采,造成地表塌陷,形成大大小小的塌陷区。因此,靠近煤炭、采矿基地的坑口电厂,可利用这些塌陷区充填粉煤灰,覆土造田。

矿井充填 靠近煤矿的坑口电厂还可利用煤矿废弃的老矿井充填粉煤灰,成为电厂的地下灰渣场。

当灰渣场储满时均应采取措施加以覆盖或利用,如覆土造田,纯灰场种植作物熟化改造等。这样,既可做到防止造成二次污染,又可充分利用土地。

huizha liyong

灰渣利用 (utilization of ash and slag) 将火力发电厂排出的原状灰和渣或经适当处理后的灰和渣作为资源加以利用的技术和措施。

历史和发展概况 灰渣利用最早始于20世纪20年代,当时欧洲工业国家开始将电厂排出的炉底渣用于建材和建工生产的部分领域。随着生产的发展和



灰渣性能的进一步认识,逐渐确立了灰渣的资源地位,占灰渣主要部分的粉煤灰得到了利用,利用范围也扩展到筑路、回填、化工和农业等许多领域。目前,许多国家都将灰渣作为一种新的资源来对待,并通过立法加以确定,如美国已将灰渣列为12种重要固体原料之一。同时,国际上近几十年来相继成立了许多专门研究和交流灰渣利用技术的研究机构,涌现了许多专门从事灰渣处理、运输和销售服务的企业。近三十年来,中国在灰渣利用方面进行了深入的科学研究和广泛的工程应用,并颁发了多种优惠政策,如“谁投资、谁受益”、减免税收、优惠贷款及奖励政策等。电力部门提出了“以用为主”的指导思想,实行“因地制宜,多种途径,各方协作,鼓励用灰”等原则,把灰渣利用作为治理“三废”和资源综合利用的主要内容。因此,中国在灰渣利用方面有了很大的发展,火电厂灰渣利用是由1990年的1800万t增加到1996年的4410万t,利用率也由1990年的26.5%提高到1996年的42%。

灰渣由炉底渣(简称渣)和粉煤灰两部分组成。从利用角度可分为渣的利用、粉煤灰整体利用和粉煤灰部分利用三大类。

渣的利用 渣占灰渣量的百分比称排渣率,对固态排渣煤粉炉为10%~20%,液态排渣炉为20%~40%,旋风炉为60%~90%。因渣具有物理和化学的火山灰活性,最早得到利用,技术上也较成熟。

一般利用 炉底渣经一定筛分和磨细后,被作为骨料或活性材料加以利用,例如:代替部分黏土生产灰渣砖;代替黄砂、细石配制砌筑砂浆;作为细骨料及活性掺合料生产混凝土制品;作为骨料用于建筑地基和道路基层的处理和作为活性混合材生产硅酸盐“双渣”水泥等等。

特殊利用 利用炉底渣的某些特性可在一些特殊方面得到应用。主要有:①利用它的玻璃状多孔结构,作为场地排水系统的渗透填料,以及在园林工艺中作为水和营养液的疏导材料;②利用它表面粗糙、硬度高的特点,作为表面清理或喷砂材料;③经炉内增钙排出的液态渣可作为硅钙肥使用;④经炉内调质,加助熔剂后的液态渣,可直接拉丝成型,生产岩棉制品。此外,近年来还发展了生产液态渣玻璃马赛克,液态渣微晶玻璃和从炉渣中提取有用元素的新工艺和新技术。

粉煤灰整体利用 就是将未经加工的干状粉煤灰全部组分加以利用。

用于农业 粉煤灰可用来改良土壤(见粉煤灰改良土壤),也可用来生产粉煤灰农肥。日本60年代就以粉煤灰为原料研制生产硅酸钾化肥,80年代初实现了工业生产。中国80年代也研制出粉煤灰硅钙肥。另外,在废弃灰场上种植蔬菜、小冠花等作物在中国已获得

成功。

用于生产墙体材料 主要有:①粉煤灰砖。按照制造工艺不同可分为粉灰烧结砖和粉煤灰蒸制砖两类。粉煤灰烧结砖是以粉煤灰为主要原料,与一定比例的黏土、或煤矸石、或黏土和炉渣相混合,经制坯、干燥和高温烧结后制成的。与传统黏土烧结砖相比,粉煤灰烧结砖具有强度高、重量轻的优点,但生产成本偏高,成型较难,次品率较高,只有在黏土缺乏地区容易推广。粉煤灰蒸制砖是以粉煤灰、石灰为主要原料,掺加适量石膏和骨料(煤渣、或石屑、或废砖)经混合搅拌、消化、碾炼、成型和蒸汽养护后制成的。为保证粉煤灰具有较高活性和减少成型水分,要求所用粉煤灰的 Al_2O_3 含量在15%以上, SiO_2 含量在40%以上,未燃炭含量在15%以下。养护方式由在温度为95~100℃、表压为零的蒸养室内常压养护和在温度为174~200℃,表压为0.8~1.5MPa的高压釜内高压养护。高压养护生产的产品比常压养护的强度高、性能好,石灰用量少,但投资大,成本高。中国粉煤灰蒸制砖抗压强度一般为750~2500N/cm²,其他性能也与普通黏土砖相近,但吸水率稍大(灰掺量为40%时,吸水率22%),抗碳化性、抗冻性略差。②粉煤灰加气混凝土砌块。是用粉煤灰作硅质材料(粉煤灰中含有50%左右 SiO_2),石灰、水泥作钙质材料,铝粉作发气剂,石膏作碱性激发剂,经混合搅拌、浇注、静置发气、蒸压养护等工艺而制成的新型建筑材料。配比是:粉煤灰70%~80%,石灰10%~20%,水泥10%~20%,石膏3%~5%,铝粉5%~10%。这种砌块密度小(650~700kg/m³),保温性能好,导热系数约0.11~0.12W/(m·K),抗震性能好,生产成本低,适用于高层建筑的非承重内墙。③粉煤灰硅酸盐砌块(简称粉煤灰砌块)。用硅铝含量高、粒度细、含碳量低的粉煤灰与少量石灰、石膏作胶凝材料,用煤渣、矿渣、陶粒等作骨料,经加水搅拌、振动成型、蒸汽养护而制成。如安放钢筋铁件,还可生产大型配筋砌块。粉煤灰砌块有轻质(干密度1000~2100kg/m³),高强(抗压强度1200~3000N/cm²),保温性能好,导热系数低[0.4~0.5W/(m·K)],掺灰量大(65%~80%)等优点。此外,用粉煤灰、磨细生石灰和石膏、煤渣,再加少量松香皂泡沫剂,经加水搅拌、成型和蒸压养护,可生产泡沫粉煤灰砌块。它具有质轻(密度约800kg/m³)的特殊性能。

用于生产水泥 见粉煤灰用于水泥生产。

用作混凝土掺合料 主要是利用粉煤灰的火山灰特性和细骨料特性,代替砂子和部分水泥作为混凝土掺合料。其优点是:①降低水化热,在大体积水工混凝土中,因水泥水化反应放出的热量可使混凝土内部温度高达30~50℃,使混凝土结构产生热应力,影响工



程质量。在水泥中掺加粉煤灰则可降低水化热。②改善和易性：掺用20%~30%的粉煤灰可改善混凝土的和易性，便于施工，且使加工面光滑。③提高混凝土后期强度：如掺30%粉煤灰的混凝土半年后的强度可超过普通混凝土。④节约水泥：按25%掺灰量计算，每立方米胶凝材料可节约水泥约40kg。⑤提高抗渗性：用作混凝土掺合料的粉煤灰应满足下列要求：烧失量≤8%；含水量≤1%； SO_3 含量≤3%；4900孔筛余≤8%，水泥胶砂需水量比≤105%。目前掺用粉煤灰的混凝土品种主要有普通混凝土、干硬性碾压混凝土和人工混凝土。

用于建筑地基处理 粉煤灰与石灰及水拌合制成的二灰土和二灰桩，能胶结成密实坚硬的水化物块体，可用来进行地基处理。用湿粉煤灰、石子、水泥混合灌注而成的粉煤灰混凝土复合地基具有素混凝土地基的承载能力，且沉降小，工程造价低。

用于筑路工程 见粉煤灰用于筑路。

用于覆土造田和矿井回填 粉煤灰可代替黏土和砂石作为采矿塌陷区、荒沟、低凹地、河滩地及港区的充填材料，充填后覆土，可成为平整的良田。粉煤灰还可代替黄砂、黄土作为废弃矿井或采空区的回填材料以及用来作为矿井的注浆灭火材料。

粉煤灰陶粒及其他 用80%粉煤灰加少量黏结剂（如13%~15%黏土）和4%~6%的煤经混合、成球、烧结、破碎筛分成为粉煤灰陶粒和陶砂，可用于生产高强度轻质混凝土；用65%的磨细炉渣掺30%左右的粉煤灰加适量石灰、石膏或水泥可生产砌筑砂浆。粉煤灰还可作为人造大理石、铸石、陶瓷等生产的原材料。

粉煤灰部分利用 就是把粉煤灰经过物理或化学加工后，利用其部分组成。如从粉煤灰中分选出漂珠、沉珠、铁粉、碳粉和细灰，从煤灰中提取铝、锗等金属或磨细后生产出磨细灰，然后再加以利用。

漂珠的应用 密度小于 1 g/cm^3 的球状空心玻璃体称为漂珠（见粉煤灰微珠）。用漂珠与适量木屑和结合剂混合后可烧制成漂珠耐火砖，它具有质轻、隔热和节能的特点。目前中国已能生产容重为0.4、0.6、0.8、 1.0 t/m^3 的四种产品。漂珠耐火砖的耐火度在 $1580\sim 1700\text{ }^\circ\text{C}$ 之间， $350\text{ }^\circ\text{C}$ 下导热系数为 $0.19\sim 0.49\text{ W/(m}\cdot\text{K)}$ ，使用温度在 $1100\sim 1400\text{ }^\circ\text{C}$ 之间。漂珠还可生产油井水泥、漂浮结构、发光油漆、抗静电塑料和轻质混凝土等。

沉珠的应用 密度大于 1 g/cm^3 的球状玻璃体称为沉珠（见粉煤灰微珠）。沉珠可作为生产炸药、塑料、橡胶、沥青、喷涂材料、绝缘防火材料以及增强剂和催化剂等的原材料。尤其在塑料制品中用途更广，用沉珠

代替 CaCO_3 填充PVC等树脂，掺量可达树脂量的30%~25%，使产品具有耐磨、耐腐蚀、抗老化的优点。

铁粉的应用 粉煤灰中的铁质颗粒称为铁粉，根据铁粉的含铁量、密度和磁性可有多种用途：高铁（ $\text{TFe}>50\%$ ）的铁粉可用作炼铁原料；高密度铁粉可用作选矿重介质；总铁在20%~50%的铁粉可作为水泥原料；强磁性铁粉可作为探伤磁粉。

碳粉的应用 粉煤灰中的未燃尽碳粒称为碳粉，具有较高的热值。可掺入原煤中回炉重烧，也可作为烧砖燃料和制取活性炭的原料。

细灰的应用 细度达到4900孔筛余小于5%~8%的分选细灰和磨细灰具有较高的活性，是生产水泥和可泵送混凝土的良好原料。目前已成为一种商品，在中国华东及上海地区得到了很快的发展。

灰渣的利用效益 综合利用灰渣可减少堆灰场地，减轻灰渣对水体和大气的污染，又可创造一定的经济效益。但是利用灰渣的经济效益因时因地差异很大，同时与灰渣本身的品质也密切相关。譬如，在工业发达的城市地区以及黏土、砂石缺乏的平原地带，灰渣利用的经济效益就较高，而有些地区则因经济效益不高而受到限制。根据一些地区的统计，每利用1万t灰渣，可为电厂节约征地 200 m^2 ，且减少了灰场投资和运行费用。利用灰渣对用灰单位可降低生产成本，增加利润。因此，灰渣综合利用是一项利国利民的系统工程，必须发挥各行各业的积极性，贯彻因地制宜、大批量利用的原则，积极地、稳妥地开发推广利用。譬如，在黏土资源缺乏的大中城市和平原地带，可着重发展建（构）筑和筑路利用灰渣；在山区、丘陵区及矿区，重点发展土地复垦、矿井回填；在靠近电厂的农村，重点发展农业用灰渣。但灰渣是一种量大而质量不太稳定的废渣，它的利用受到技术、经济等条件的制约。因此，除日本、丹麦等国外，世界上大多数国家的灰渣还不能全部得到利用。但世界各国都在积极开发利用，并采用经济鼓励政策，以促进其应用。

huizha texing

灰渣特性 (properties of coal ash and slag)

燃煤锅炉排出的飞灰和炉渣的各种性质。炉渣是从炉膛底部排出的炉渣及炉灰，飞灰是随烟气排出的细灰。煤粉燃烧锅炉的飞灰也称粉煤灰。人们对灰渣的研究，最初是从燃烧角度出发，研究灰渣特性与锅炉结焦、沾污、受热面腐蚀、磨损之间的关系。近几十年来，围绕控制灰渣污染环境和回收利用灰渣资源开展了相应的灰渣特性研究。通过上述各方面的研究成果，用以指导锅炉及其辅机设备的正确设计和运行，提高设备运行的安全经济性，也为开发新的灰渣利用和灰渣控

制技术提供科学依据。灰渣特性与煤种、锅炉型式、燃烧方式和收尘方式等因素有关,从而造成灰渣特性的多样性。灰渣与环境工程有关的特性很多,可归纳为物理、化学、电气特性三大类。

物理特性 炉渣与飞灰的物理特性有所不同。与环境保护有关的重要物理特性有:粒度分布、真密度、容积密度、比表面积、导热系数、耐火度、磨蚀性、剪切强度、渗透性等九种。

粒度分布 灰渣是一种非均质的粉状颗粒集合物,粒度分布范围较宽。炉渣中粗颗粒含量较多,而飞灰中则细颗粒含量较多。炉渣的粒度分布一般为0.1~50 mm,飞灰为0.001~0.1 mm。粒度分布对除尘器选型和设计有重要的作用。

真密度 在没有空隙的条件下,单位体积粉煤灰的质量一般在1.8~2.78 g/cm³之间。

容积密度 或称容重,是在自然状态下(包括空隙在内)单位体积粉煤灰的质量。一般在500~1100 kg/m³之间。

比表面积 单位质量的粉煤灰具有的外表面积,一般在2000~4000 cm²/g之间。是与粉尘细度和反应活性有关的一个参数。

磨蚀性 表征灰渣对金属磨损速度的参比值。它是在相同的模拟实际运行条件下测试的磨损指数。它对除尘、除灰、输灰设备的选择和系统设计,特别是锅炉受热面布置,是一个重要的参数。

导热系数 表征灰渣导热或隔热的性能,以漂珠的导热系数最小,常温下为0.46 kJ/(m·h·K),温度在500~1000℃时导热系数为0.515~0.653 kJ/(m·h·K)。因此,漂珠是一种很好的隔热材料。

耐火度 表征灰渣的耐热程度,以粉煤灰漂珠的耐火度研究较多,它的耐火度随其含Al₂O₃的量而变化,Al₂O₃含量在25%~30%时,漂珠的耐火度为1610~1650℃;Al₂O₃含量在30%~34%时,耐火度为1650~1690℃;Al₂O₃含量在35%~40%时,耐火度为1690~1730℃。

剪切强度 这一特性决定灰渣的承载能力和灰堆坡度的大小。剪切强度与灰粒的黏附力和相互间的摩擦阻力有关。它对于拟定灰渣填埋处理工艺和选取作业工具提供科学依据。

渗透性 是衡量灰堆透水速度的指标。它与灰的性质和灰堆的压紧程度有关。非自凝性灰渣的渗透性一般是:炉渣为1×10⁻³~9×10⁻² cm/s,飞灰为1×10⁻¹~1×10⁻⁴ cm/s之间。对自凝性灰渣28天后的渗透性为10⁻⁷~10⁻⁶ cm/s。它是表征防止堆灰场污染地下水体的一个质量指标。

化学特性 炉渣与飞灰的化学性质基本相类似。

化学特性包括元素组成、物相组成和反应活性。灰渣的化学特性对锅炉受热面沾污、磨损、腐蚀、除尘器效率及水力输灰系统结垢等均有影响。

元素组成 灰渣的元素组成主要取决于煤种,其中含量较高的有SiO₂、Al₂O₃和Fe₂O₃,含量较低的有CaO、MgO、K₂O、Na₂O、SO₃和未燃炭,还有多种微量元素。各种元素含量的波动范围较大,中国、美国、澳大利亚代表性煤种的灰渣元素含量如表所示。

灰渣的化学成分(%)

	中国	美国	澳大利亚
SiO ₂	33~62	15~52	9~43
Al ₂ O ₃	15~40	8~31	33~45
Fe ₂ O ₃	1.5~20	2~25	1~30
CaO	0.7~10	1~36	0.2~33
MgO	0.5~4	0.5~11	0.1~22
K ₂ O	0.7	—	0.1~2
Na ₂ O	3.3	—	0.1~5
SO ₃	0~2.5	0~2.7	0~14.5
烧失量	1~30	1~12	0~15

微量元素由于本身的挥发温度不同,因此在炉渣和飞灰中含量的分配也不同,大致可分为三类。一类是挥发温度高于炉膛温度的元素,如Ba、Sr、La、Mn、Co、Se等,它们在炉渣和飞灰中含量的分配几乎是相等的。另一类是挥发温度低于炉膛温度而高于排烟温度的元素,如V、Cr、Ni、Cu、Zn、Ga、Pb、As、Se、S等,它们在飞灰中的含量往往高于炉渣中的含量。第三类是挥发温度极低的元素,如Hg、F、Cl、Br等,它们在炉渣和飞灰中的含量均极小(痕量)或者检测不出。

有的飞灰中还含有放射性核素和苯并(a)芘[B(a)P]。据调查,中国粉煤灰中天然U、²³²Th和⁴⁰K的含量范围分别为4.6~47.6, 12.3~69.4和0.6~3.3 mg/kg。苯并(a)芘含量为0.0~10.0 μg/kg,低于土壤中的本底值(6.0~48.0 μg/kg)。

物相组成 灰渣的主要物相是由无定形玻璃体(占50%~80%),和晶体矿物莫来石、α-石英、磁铁矿、赤铁矿、方解石、钙长石等组成。晶体矿物质常常呈细小晶粒存在于玻璃体中。了解灰渣物相组成,有助于灰渣资源的回收利用。

活性 粉煤灰具有火山灰活性,即水凝硬性。通常用Al₂O₃与烧失量的比值判断其活性大小。一般是粒度愈细, SiO₂和Al₂O₃含量愈高,烧失量(含碳量)愈小,则活性愈大。此外,灰渣中含有的CaO也使灰渣具有一定的反应活性,可资利用(如脱硫)。

电气特性 飞灰的电气特性对静电除尘器的设计和运行至关重要。主要是飞灰的比电阻值。

比电阻 通常用长度为 1 cm 的电阻值表示, 即 $\Omega \cdot \text{cm}$ 。飞灰的比电阻一般是直径为 1 cm, 高 1 cm 的灰体所具有的电阻值, 常用 ASTM 比电阻测定法测定。研究表明, 飞灰比电阻与煤中含硫量、烟气中水分、灰中含钠量和温度有关 (见图)。所以, 要测得真正的比电阻值, 还是相当困难的。但是, 不论是在试验室条件下或是在现场实测条件下所测得的数值, 均可作为各种飞灰之间相互对比之用, 为静电除尘器的设计提供一定的科学依据。比电阻高的粉尘, 荷电的时间较长, 因此, 它的驱进速度较低。图中示出煤中含硫量及粉尘温度对比电阻的影响。

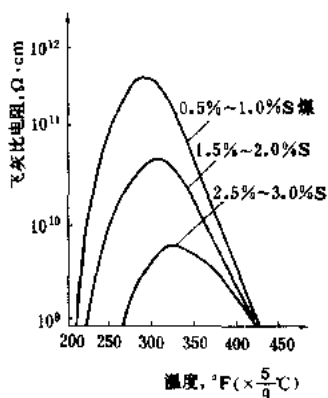


图 1-7-10 飞灰比电阻与煤中含硫量
和温度的关系

图 1-7-10

回火 (tempering) 将淬火后的钢, 在 A_{c1} 下加热、保温后冷却下来的一种热处理工艺。回火的主要目的: ①消除淬火后存在钢中的脆性和内应力; ②通过改变回火工艺参数, 控制马氏体分解与碳化物聚集的程度以调整硬度; ③使淬火后不稳定的马氏体和残留奥氏体, 转变成尺寸较稳定的组织; ④用于使淬透性很好的合金钢软化, 以空冷淬火加高温回火工艺可获比退火更好的效果。

除了采用整体加热回火外, 有的构件可进行局部回火, 如火电厂的管道焊缝, 用中频、工频或局部加热器进行局部回火。

根据对钢件的性能要求, 可按回火的温度范围划分为低温回火、中温回火、高温回火等。

低温回火 (150~250 °C) 目的是降低钢中的残留应力和脆性并同时保持淬火后钢的高的硬度和耐磨性。常用于高碳的工模具钢, 回火后得到的组织是回火马氏体, 硬度一般是 HRC58~64。

中温回火 (350~500 °C) 得到回火屈氏体组织, 在一定韧性条件下, 具有较高的弹性和屈服强度, 适用于各种弹簧, 硬度一般是 HRC35~50。

高温回火 (500~650 °C) 得到回火索氏体组织, 它比正火获得的片状索氏体在相同硬度条件下具有更

高的韧性, 有良好的强度和韧性的配合。其硬度一般是 HB200~350。

图 1-7-10(a)

回料阀 (loop seal) 在灰循环回路中, 将分离器收集下来的灰可控而稳定地送回压力较高的炉膛下部, 并阻止炉底高压气固流体反向进入分离器的装置。

循环灰量按运行工况要求稳定地回送到炉膛内, 是循环流化床锅炉正常运行的基本条件之一。由于分离器的压力低于燃烧室的压力, 循环灰是从低压区回送到高压区, 故回料阀还必须起到逆止阀的作用。如高压区气体反窜进入分离器, 将破坏分离工况, 降低分离效率, 影响灰粒循环以至锅炉的正常运行。

回料阀分机械和非机械两种型式, 机械阀靠机械构件和位移来实现对循环灰量的控制, 如锥形阀、闸阀、旋转锁气阀等。由于循环灰回路温度高、工作条件苛刻, 故一般多采用非机械型回料阀。非机械阀允许循环灰在分离器下的返料料腿 (立管) 和炉膛之间流动而无需另加任何机械设施, 而只是在流化空气的控制下, 完成固体颗粒的流动过程。

按工作特性和结构, 非机械阀分为可控型阀 (L 阀、V 阀、J 阀等) 和自控或非自控型阀 (流动密封阀、密闭输送阀等)。

为有利于燃烧、脱硫反应和便于布置, 给煤及石灰石也可从循环灰回料管供入, 与高温循环灰一并进入炉膛底部。

流动密封阀 (又称 U 型阀) 由带有溢流口的低速鼓泡流化床和分离器立管组成。高压头空气经布风装置进入 U 型阀的底部, 使床体膨胀流化循环灰经过溢流口而被返回到炉膛内。U 型阀内的压力高于进炉膛回料口压力, 从而防止了炉膛下部烟气窜入立管。同时, 在立管的不同部位注入空气, 以便于循环灰以移动床方式流动, 避免堵塞断流现象。U 型回料阀工作示意图见图。

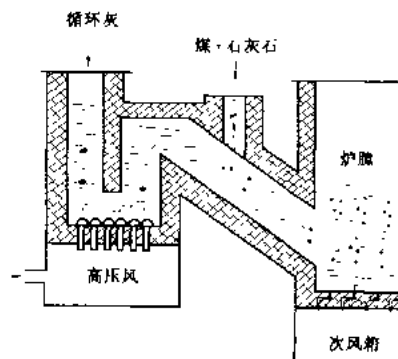


图 1-7-11 U 型回料阀工作示意图



通过 U 型阀的循环灰流量由立管内循环灰位的高度变化自动调节;当锅炉负荷升高,炉膛内运行气速增大,携带更多的粒子进入分离器而被分离下来,立管内的循环灰位高度(移动料柱)上升。与 U 型阀底部之间的差压加大(即灰流动势差加大),灰流量随之增加;当锅炉负荷降低,进而使立管差压降低时,循环灰流量随之减少。立管内的差压(粒柱)始终与驱动循环灰通过 U 型阀所需的压头相平衡,从而形成 U 型阀的自平衡运行方式。

U 型阀流化风压力一般为 50kPa;风量约为锅炉总风量的 2% 左右。工作温度与炉膛燃烧温度接近(高温型回路)。阀内的流化风速为 0.3m/s 左右,多用小孔风帽布风。阀体可采用普通钢制作,内衬绝热及耐火耐磨材料。

huita: xunhuan

回热加热器运行 (regenerative heater operation)

回热加热器有低压加热器和高压加热器之分,它们运行的好坏对汽轮发电机组的经济性有很大影响。低压加热器通常是随机起停。在投入时应先全开水侧的进出阀门,关闭旁通门,再开启抽汽管道逆止门前后的疏水门预热蒸汽管道。同时关闭汽侧放水门,稍开空气门排出空气,然后逐渐开启进汽门向加热器送汽至工作压力。加热器投入后,关闭抽汽管道上的疏水门,并注意保持加热器的正常水位。

高压加热器通常在机组带到一定负荷时投入或随机启动。高压加热器投入时应先在 0.1~0.15 MPa 或稍高蒸汽压力下在本体预热,同时开启空气门,排净汽侧空气,再向加热器注水并检查管束严密情况,发现泄漏不得投入运行。然后开启联成阀使加热器通水并切断旁路。加热器通水后,缓慢开启加热器进汽门,按规程规定的速度升压,一般控制给水温升率为 3 °C/min (停运时给水温升率为 2 °C/min)。根据加热器压力和水位情况及时投入疏水调节器和保护装置,保持加热器水位正常。

大型机组高压加热器多采用随机起停。主机冲转前即向高压加热器注水检漏,通水,开启进汽门、疏水门、汽侧排空门。随主机升速和带负荷给水温度也逐渐上升。在随机起停时,低负荷时要注意高压加热器疏水及时切换,保证疏水畅通。

加热器在运行中要定期检查疏水水位和疏水器的工作情况,根据负荷情况及时切换疏水流向,并保持排气畅通。

在一定负荷下加热器出口端差增加,表明加热器集气或管束结垢导致传热条件恶化,应及时采取措施。

在正常运行中要严格控制给水温度的变化速度,不允许长时间停水侧不停汽侧运行,避免水侧突然投入使管束受冷冲击。注意各种保护处于正常状态,监视各个参数以确定加热器运行是否正常,严格禁止超限运行。

运行中若发现加热器水位迅速上升,端差增大、出水温度下降,汽侧压力摆动或上升,抽汽管和疏水管振动、冲击等现象时,为了防止管子破裂,高压水倒灌入汽轮机,应及时切断加热器与系统的联系,打开放水门,停止加热器运行。

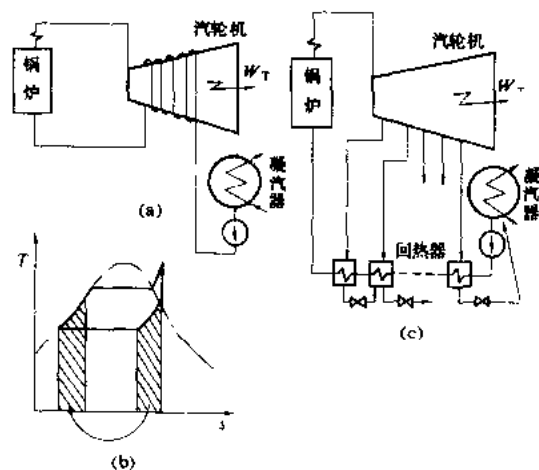
huita: xunhuan

回热循环 (regenerative cycle) 余热被回收,并用于循环自身的一类热力循环。许多热力循环都可以采用回热,其具体实施的原理和方法大同小异(见布雷顿循环)。这里只介绍以兰金循环为基础的回热循环。

为了回热,不妨设想如图(a)所示的一个热力装置系统,在凝汽器中凝结成的液态工质,首先通往汽轮机,以逆流的方式吸收蒸汽的热量,而汽轮机中的蒸汽则一面放热一面膨胀做功。液态工质经吸热温度升高后再通往锅炉,从而减少了工质在凝汽器中的放热量,同时也提高了工质在锅炉中吸热的平均温度,循环效率得到明显的改善。整个循环的 $T-s$ 图示于图(b)。

实际的回热循环如图(c)所示。它是通过多级回热加热器对液态工质进行逐级加热实现的,只是所利用的不是通过汽轮机的全部蒸汽部分冷凝时所释放的热量,而是从汽轮机的各级抽汽口中抽出的部分蒸汽凝结成液体时所释放的热量。

产生 1kW·h 的电能所需的蒸汽量叫做汽耗率,所消耗的热量叫做热耗率。与兰金循环相比,虽然回热



回热循环

(a) 原理; (b) $T-s$ 图; (c) 技术实施

循环的热耗率有显著的降低,汽耗率却显著地提高。热耗率的降低,表明热效率提高了;汽耗率的提高,增加了汽轮机高压级的容积流量,但由于抽汽,却减小了汽轮机低压级的容积流量和蒸汽湿度,有利于中、大型汽轮机效率的提高和工况的改善。

为了使回热循环具有更高的热效率,需要处理好两个问题,一要选择最有利的给水回热加热的最终温度,二要分配好各回热加热级的加热量,这不仅仅是循环效率的问题,需要全面地技术经济权衡,例如回热加热温度必须与锅炉的余热利用综合考虑。减小回热加热器传热温差、增加加热级数,虽然在理论上对循环效率有利,但却要增大受热面和设备造价。

回转式空气预热器

回转式空气预热器 (rotary air preheater)

由烟气、空气交替地流过蓄热元件进行热交换的空气预热器,属于再生式换热装置。受热面多由排列紧密的波纹金属薄板组成,通常热段和中间层用 0.5~0.6 mm 的碳素钢板,冷段用 1~1.2 mm 的低合金耐腐蚀

钢板。单位体积的受热面可高达 $100 \text{ m}^2/\text{m}^3$,远比管式空气预热器高,故回转式预热器比管式体积小、重量轻、结构紧凑,并便于布置。此外,冷段便于更换,防腐问题易于处理,所以在中、大容量锅炉上得到广泛应用。

回转式预热器有两种基本类型:一为受热面回转式,常称容克式(Ljungstrom),另一为风罩回转式,又称罗脱谬勒式(Rothemuhle)。应用较多的为容克式。

受热面回转式空气预热器(图1)有二分仓式和三分仓式两种型式。传热元件随转子旋转,转子的另一侧走烟气,另一侧走空气,两者逆向流动。转子视直径大小常分成 12 或 24 个扇形仓,装有径向、轴向和环向密封装置。其中径向密封是控制漏风的关键,大型预热器多装有热端漏风自动控制系统。与风罩回转式相比压差大的径向密封总长度比较短,故漏风相对减少。转子扇形隔仓尺寸大,便于焊接。对于三分仓式预热器(参见彩图插页第 19 页 35 图),受热面回转式结构易于处理。缺点是转动部件重,占预热器总重的 70%~80%,支承轴承负荷大,传动功率亦大,大型轴承制造较为困难。

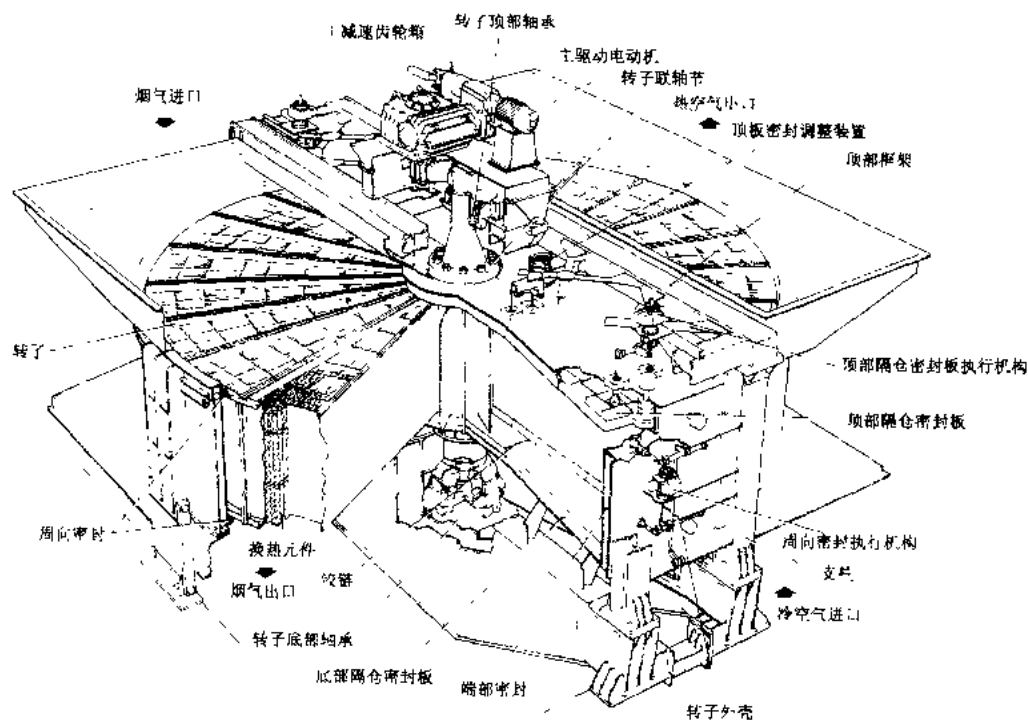


图1 受热面回转式空气预热器

风罩回转式空气预热器(图2) 传热元件放在不动的定子之内,对称的两个风罩同步旋转,空气经一个风罩进入定子,然后从另一风罩流出。烟气在风罩外逆向经定子流出。风罩每转一周完成两次热交换。圆柱状的定子被分成许多扇形仓。回转风罩和密封框架间用

柔性联接。密封框架和定子之间的端面密封为主要密封,热段多采用双金属自动调节密封,大型预热器冷段也有用机械电子自动调节密封的,以适应定子的热变形。回转风罩与固定风道之间装有颈部密封装置。转动部件的重量仅占预热器总重的 15%~20%,支承轴承

易于解决,定子热变形对称,由于换热元件不动,冷段可采用陶瓷换热元件。主要缺点是布置较困难,压差较大部位的密封周界长,漏风率较大,定子隔仓尺寸小焊接困难,因而应用不多。

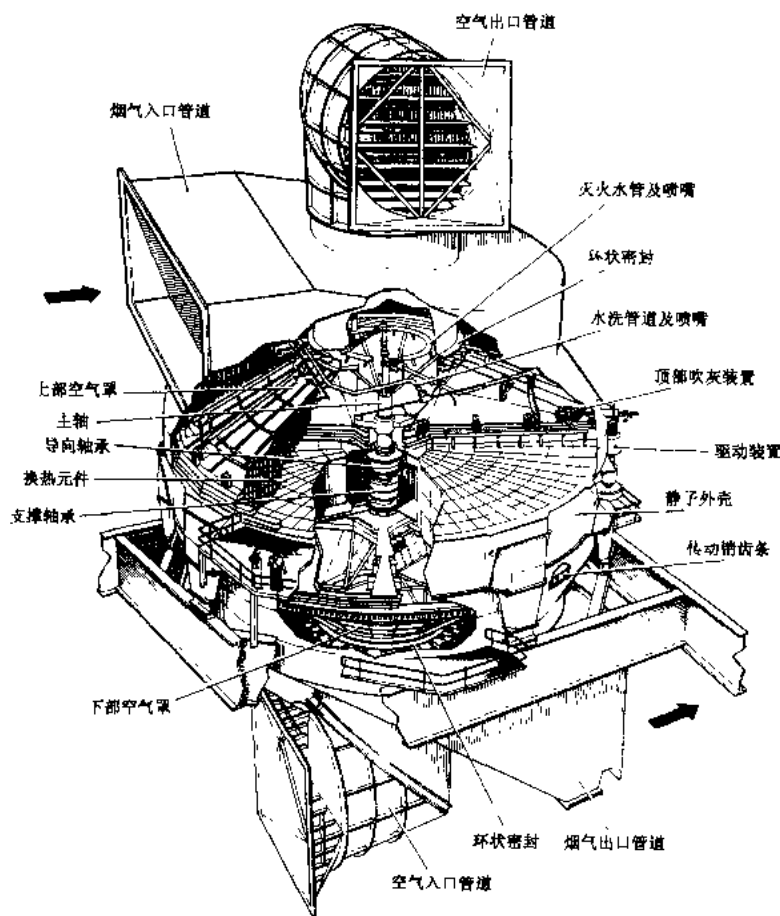


图2 风罩回转式空气预热器

布置 一般一台锅炉配两台预热器,对称布置,并可单独运行。现代锅炉设计中也有采用一次风单配一台预热器,二次风配一台或两台预热器的。两种预热器均有立式和卧式布置,以立式布置居多。大容量燃煤锅炉目前较多采用三分仓式预热器,高压的一次风和低压的二次风在预热器中是分开的,这有利于锅炉机组整体布置。还可根据机组要求设计成一次风温高或二次风温高。一次风通道尺寸取决于煤种。缺点是一次风压高,向二次风侧及烟气侧漏风量大,占一次风量的35%以上,需配较大的一次风机,并增加了电耗。

漏风及其控制 漏风是回转式预热器的主要考核指标之一,应予以有效控制。漏风分为直接漏风和携带漏风。直接漏风是最主要的漏风,这是由于转动部件和静止部件之间的缝隙,而空气压力比烟气高,空气将通过缝隙漏入烟气,其大小取决于密封缝隙和压差。携带漏

风是转子或回转风罩转动将部分空气带入烟气。通常用漏风率或漏风系数表示漏风大小。漏风率 $\Delta Q = \frac{\Delta Q_A}{Q_{G1}}$

$\times 100\%$,式中 ΔQ_A 为总的空气泄漏重量; Q_{G1} 为预热器入口烟气重量。漏风系数 $\Delta\alpha = \alpha'' - \alpha'$,式中 α' 和 α'' 分别为预热器入口、出口处的过量空气系数。控制漏风的关键是密封系统应适应热变形,以尽量减小密封缝隙。目前大型预热器多装有漏风自动控制系统,在良好状态下漏风率通常可控制在10%以下,运行1~2年后,约增加到12%~15%。除设计、制造外,安装和日常维修中的密封调整对减少漏风也很重要,应给予足够重视。

低温腐蚀和堵灰 腐蚀和堵灰主要位于冷段,有时中间层也发生。当燃料中含硫量较高时,烟气露点也较高,若冷段平均壁温较低,就易产生腐蚀和堵灰。腐蚀和堵灰还与燃烧状况、预热器入口风温、排烟温度、换热元件的型式和材料、吹灰及清洗等一系列因素有关,解决办法应综合考虑。设计中应根据燃料含硫量和平均壁温来选择冷段及中间层换热元件的材料(包括转子或定子相应部分的材料)。冷段和热段的板型也不相同。燃烧高硫燃料时,对容克式冷段常用搪瓷换热元件,中间层用耐硫酸腐蚀的低合金钢,风罩回转式用陶瓷或搪瓷元件作冷段换热元件。

着火 由于燃料燃烧不完全以及未能有效吹灰等,在传热元件上沉积碳粒或油滴,易引起预热器着火,特别是燃油锅炉。为防止预热器着火,运行中应使燃油雾化良好,燃烧完全并加强吹灰(尤其起停阶段),注意监视预热器出口烟温和风温。预热器最好装备着火监视系统,如红外线探测仪等。

换热元件型式 设计中要考虑换热、阻力、防腐蚀、防堵灰和磨损等一系列问题。热段和中间层换热元件多用单位体积受热面大、具有强化换热特性的板型,板厚为0.5~0.6 mm的碳素钢板。当燃用易积灰、沾污严重的燃料时,有时用松散型换热元件。冷段着重考虑防腐蚀和堵灰,应采用当量直径较大、阻力较小的板型,板厚为1~1.2 mm的耐腐蚀低合金钢或陶瓷砖。

轴承 大型容克式空气预热器的支承轴承,由于

负荷大,推力球面滚子轴承价格贵、更换维修不便,而采用平面推力轴承(Kingsbury轴承)。

回转式空气预热器检修

回转式空气预热器检修 (maintenance of rotary air preheater)

回转式空气预热器比管式空气预热器结构复杂,在大容量锅炉上广泛采用,普遍存在的问题是漏风量过大、积灰、堵灰和腐蚀,必须定期予以维修。

传热元件检修 传热元件为组合式的金属波纹板,检修中首先要检查传热元件框架,对弯曲、变形的框架进行修理或更换。全面检查冷热端传热元件的腐蚀和积灰情况,彻底清除预热器内部及传热面的积灰、堵灰。可采用水冲洗或将箱式组装件全部抽仓清扫,更换受到腐蚀和磨损的波纹板,特别是极易受到腐蚀的冷端传热面。

密封系统检修 回转式空气预热器漏风主要包括高压头的空气通过动、静部件之间的间隙漏入烟气和外界空气通过外壳不严密处漏入烟气,对于三分仓预热器,还存在一次风侧向二次风侧漏风。转动部件(风罩或传热面的转子)与静子部件间的密封装置是回转式空气预热器检修的重要项目,漏风率或漏风系数是间接反映密封装置质量的指标,检修后的漏风率应达到10%以下。密封系统检修的重点是全面检查、更换损坏的密封结构件和测量、调整密封间隙,达到规定的标准和要求。主要包括:①转子中心筒密封片更换;②径向密封片的更换;③轴向密封片及密封压板的检修;④旁路密封片的检修和调整;⑤扇形板磨损和水平度检查及调整。

漏风控制系统检修 主要项目和内容:①机械螺旋千斤顶(执行器)检修;②三通内轮箱(转向器)检修;③摆线针轮减速机检修;④传感器检修或更换;⑤轴向密封、传动间隙的测量和调整、加润滑油脂。

传动和支承系统检修 检查修理液力联轴器、减速机和传动装置,更换润滑油脂;解体转子的导向轴承和支承轴承,进行清洗、换油和间隙测量;测量转子的晃动度。

检修中主要技术记录项目包括:扇形板水平度、径向和轴向密封间隙测量、传动装置的检查测量结果。

检修后应在试运转中检查转子振动、摩擦状况及轴瓦温度,并在额定负荷或接近额定负荷下调整密封间隙,进行性能试验。试验内容包括空气预热器漏风率、烟气侧效率、烟气和空气侧的压力损失、烟气温降和空气温升等。试验采用网格法或多代表点法,在相应区段同时进行测量取样,将性能项目测定结果与设计值比较,评价检修效果。

混合床精处理装置

混合床精处理装置 (mixed bed polisher)

由强酸阳离子交换树脂和强碱阴离子交换树脂混合装填,用于凝结水精处理的设备。凝结水除盐,由于凝结水的含盐量很低,又要求出水水质很纯,并力图系统简单,因此较普遍的采用了混合床除盐工艺。

凝结水混合床精处理装置的特点 有运行流速高、出水水质要求高、采用体外再生、采用空气擦洗技术、采用高强度、动力特性好的均粒树脂等特点。

运行流速高 由于凝结水量大,含盐量很低,可以使混合床在高流速下运行,其运行流速一般为100~120 m/h。提高流速,可以缩小混合床的体积及减少占地面积,便于在主厂房中布置及降低基建投资。但混合床的结构要适应高流速运行的需要。

出水水质要求高 因此要求再生时阴、阳树脂的分离尽可能好,再生剂的纯度尽可能高,特别是苛性钠,要求用离子膜生产的高纯度碱。

采用体外再生 这样可以简化混合床内部结构,提高设备的可靠性;避免误操作时,酸碱进入热力系统;运行塔和再生塔可分别按自己要求的流速设计分配装置及选择直径和高度的比例,使二者都可获得较好的水力特性;便于实现各种减少交叉污染的措施。

采用空气擦洗技术 由于凝结水中含有较多的铁、铜氧化物,会沉积在树脂表面,既影响混合床的除铁效果,也影响树脂的再生,因此要求采用空气擦洗技术,对树脂进行清洗。

采用高强度、动力特性好的均粒树脂 在高流速运行下的离子交换树脂,必须具备较高的机械强度,否则树脂的破碎、阻力的增加,将使混合床达不到出力。实际应用中多选择大孔树脂及高强度凝胶树脂。选择动力特性好的树脂,可以降低动力漏过。选择均粒树脂,可以降低混合床的阻力。

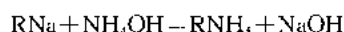
凝结水混合床除盐新工艺 在混合床除盐技术中,一些新工艺的应用,都是围绕着进一步改善水质和延长运行周期而确定的,为保证出水水质,其关键问题是消除混合床树脂的交叉污染。对于体外再生混床,由于阴阳树脂不可能完全分离,树脂输送过程中也不可能完全避免树脂的混杂,这样,在阴树脂中夹杂有少量阳树脂,在阳树脂中也夹杂有少量阴树脂,阴、阳树脂再生时,阴树脂中的少量阳树脂将转为钠型,而阳树脂中的少量阴树脂将转为氯型,影响混合床的出水水质。

消除交叉污染的方法,可以归纳为三类:一类是在产生交叉污染后,采取措施消除其影响,这类措施如氨循环法、浮选分离法、钙化法、“树脂作用于树脂清洗工艺”等,第二类是减少交叉污染的产生,如“隔离混脂层”的中间抽出法和采用“惰性树脂层”的三层床法。

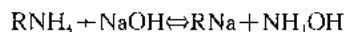
和防止树脂输送时相互混杂的“锥体分离”系统等,第三类是采用单床(三室床)代替混合床,这样就完全防止了交叉污染。

消除交叉污染影响的措施 一般是调整分离塔的阴树脂输送口,使留在分离塔中的阳树脂尽量不混入阴树脂,然后对混有阳树脂的阴树脂进行处理。

氨循环法 混入阴树脂中的阳树脂,在阴树脂再生后,将转为 RNa 型,氨循环的作用就是使这部分 RNa 型树脂再转变为 RNH_4 型树脂。



氨循环的步骤是:当阴树脂再生后,注入浓氨水,进行氨循环。氨水通过阴再生塔时,发生上述交换,钠进入氨水中。当含钠的氨水流经阳再生塔时,由于未再生的阳树脂基本上被 NH_4 饱和,所以氨液中的钠被交换而除去。



经净化后的氨水再次进入阴再生塔,如此不断循环,直至 RNa 树脂基本转换为 RNH_4 树脂为止。

浮选分离法 强酸阳树脂的相对密度一般为 $1.24 \sim 1.26$,强碱阴树脂的相对密度则为 $1.07 \sim 1.10$ (与树脂的离子形态有关),选用一种相对密度介于阴、阳树脂密度之间的溶液来浸泡混合树脂,则阴树脂将完全浮起,阳树脂沉下,从而实现阴、阳树脂近乎完全的分选。

为了分离阴树脂中夹杂的阳树脂,在实际操作中,一般使用 $14\% \sim 16\%$ 的 $NaOH$ 作为浮选剂,这样以再生剂作为浮选剂,简化了工艺,且可以得到良好的分离效果。

钙化法 为了使阴树脂再生后夹杂的 RNa 阳树脂转型,在阴树脂再生清洗后,用石灰水通过阴再生塔,由于阳树脂对二价钙离子较一价钠离子的选择性强,因此钙离子只要比理论量有很小的过剩量就可将全部钠离子置换掉,所以此时混入的 Na 型阳树脂全部转换为 Ca 型,在混合床运行时,可以使钠的漏过降至很低。

减少交叉污染产生的方法 有高塔分离法、中间抽出法、三层床法、锥体分离系统等方法。

高塔分离法 将混合树脂在高度近 $8m$ 的塔中进行分离,由于树脂层得到了充分的膨胀,因而保证了树脂的良好分层,阴树脂从高出阳、阴树脂分界面的排出口排出,阳树脂从分离塔底部送出,当混脂层接近阳树脂排除口时,终止阳树脂输送,即在分离塔内留下足够的混脂层。

中间抽出法 当失效的混合树脂在阳再生分离塔中反洗分层时,在阳、阴树脂分界面处,将有一层混脂层,将此混脂层抽出,不参加再生,从而可保证阴、阳

树脂的良好分离,抽出的“混脂层”树脂的体积一般为总树脂体积的 $15\% \sim 20\%$ 。

三层床法 由三种树脂组成,而且对三种树脂的密度和粒径有严格的要求,这样在反洗分层后,可清晰地分为三层,上层为强碱阴树脂,中间为惰性树脂,下层为强酸阳树脂,三层床也因此而得名。

当混床采用体内再生时,中间排水装置因位于反洗后惰性树脂层的中间,惰性树脂构成一缓冲层,可避免酸和阴树脂或碱和阳树脂接触,从而消除了交叉污染。当采用体外再生时,惰性树脂层可防止输送阴树脂过程中将阳树脂带走,也可避免交叉污染。惰性树脂层的高度一般采用 $200mm$,但与选用的设备直径有关,直径大的,要求惰性树脂层也要高些。

锥体分离系统 混合床失效后,失效树脂输送至阴树脂再生分离塔。为了减少输送时树脂的混杂,将阴再生分离塔底部设计成锥体,失效树脂在此塔中反洗分层后,从下部将阳树脂输送至阳再生塔。在输送过程中,有一股小水流由底部向上流,通过树脂床层以维持阴、阳树脂界面稳定,同时将阳树脂从下部输送到阳再生塔,向上流水的体积要和送出树脂的体积相等。在树脂输送管上装有一个电导仪电极,利用阳、阴树脂导电性的差异来监督树脂的输送(阳树脂的导电性较阴树脂好),当发现电导率指示值降低时,就停止树脂的输送。(见体外再生系统)

h. the air

混合气体 (gas mixture) 由若干种气体所组成的气体混合物。空气、烟气,工程上常用的工质,如燃气等,都是常见的混合气体。研究混合气体与组成它的气体在成分、压力、体积、分子量、密度、比热容等重要物理、化学量上的关系,具有重要的实用意义。

混合气体成分 混合气体的性质取决于组成气体的种类及其成分。

质量成分 是指任意一种组成气体的质量 m_i 与混合气体的总质量 m 之比,即 $x_i = \frac{m_i}{m}$,于是 $\sum_i x_i = 1$ 。

摩尔成分 是指任意一种组成气体的摩尔数 n_i 与混合气体总摩尔数 n 之比,即 $y_i = \frac{n_i}{n}$,于是 $\sum_i y_i = 1$ 。

体积成分 是指任意一种组成气体的分体积 V_i 与混合气体的总体积 V 之比,即 $Z_i = \frac{V_i}{V}$,于是, $\sum_i Z_i = 1$ 。

分压定律 理想气体混合物的压力等于其组成气体的分压力之总和,即 $p = p_1 + p_2 + \dots + \sum_i p_i$ 。这就是所谓道尔顿 (Dalton) 定律。所谓分压力,是指各组成

气体假定在混合气体的温度下单独占据混合气体整个体积时所具有的压力。

分体积定律 理想气体混合物的总体积等于其所有组成气体分体积之总和, 即 $V = V_1 + V_2 + \dots = \sum_i V_i$ 。此定律也称阿美加 (Amagat) 定律。所谓“分体积”, 是指每一种组成气体假定在混合气体的温度和总压下所占有的体积。

平均分子量、气体常量、密度和比热容 混合气体的平均分子量等于各组成气体的摩尔成分与其分子量乘积之总和, 即 $M = y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots = \sum_i y_i M_i$ 。

混合气体的气体常量等于各组成气体的质量成分与其气体常量乘积之总和, 即 $R = x_1 R_1 + x_2 R_2 + \dots = \sum_i x_i R_i$ 。

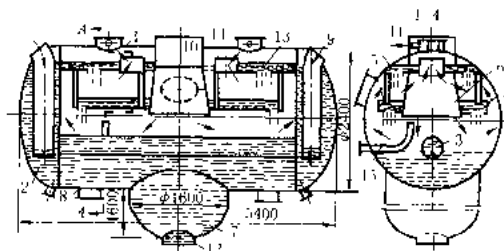
混合气体的密度等于各组成气体在混合气体的温度和总压力下密度与其体积成分乘积之总和, 即 $\rho = Z_1 \rho_1 + Z_2 \rho_2 + \dots = \sum_i Z_i \rho_i$ 。

混合气体的比热容等于各组成气体在混合气体温度下比热容与其质量成分乘积之总和, 即 $c = x_1 c_1 + x_2 c_2 + \dots = \sum_i x_i c_i$ 。

hunjieshi jiaqer

混合式加热器 (mixing heater) 加热蒸汽和被加热的水直接混合的加热设备。它能充分利用加热蒸汽的热量, 把水加热到该蒸汽压力下的饱和温度, 为无端差加热器, 有利于提高循环效率。

加热器本体通常为圆筒形, 水通过无压或有压配水方式, 被分散成水滴下落, 并被逆流蒸汽加热后汇集于下部。无压配水方式采用沿高度多层布置的淋水槽; 有压配水方式采用有孔联箱或雾化喷嘴。在布置方式上混合式加热器既有卧式也有立式, 下图所示为卧式



混合式加热器

- 1 壳体; 2—水封; 3—平衡管; 4、5—配水槽; 6 进汽室; 7 集水筒; 8 支座; 9—进水管; 10—进汽管; 11—排汽管; 12—出汽管; 13—隔板; 14—支架; 15—溢水至凝汽器接管

混合式加热器的一般形式。

不同工作压力的混合式加热器之间的连接方式有水泵连接和重力连接。水泵连接使系统复杂, 且水泵工作条件差。重力连接靠连通管中水柱高度来平衡加热器间的压差, 受厂房高度限制, 运行中还可能产生压力自激振荡。混合式加热器满水时间短, 对防止满水和汽轮机进水的保护要求较表面式加热器更严格。

混合式加热器结构简单, 加热效果好, 在对水进行加热的同时, 能进行相当深度的除氧, 还能方便地汇集各种汽、水。主要用作汽轮机回热加热系统中汽侧压力不高或处于真空状态的低压加热器。除氧器也是一种混合式加热器。

英国和前苏联是采用混合式加热器较多的国家, 70年代英国在 500、600、660 MW 机组上应用重力连接的混合式加热器, 苏联在 300、500、800、1000 MW 机组上采用真空条件下的混合式加热器。苏联自 80 年代初开始为简化系统、降低造价、提高效率, 又进行了无除氧器系统的研究, 现已在 250~800 MW 的机组上得到应用。混合式加热器是无除氧器系统中不可缺少的设备, 一般在压力最低的第一级或第二级上采用。

hunning

混凝 (coagulation) 用添加化学药剂的方法将水中悬浮物聚集成大的絮状物, 以加速沉降分离的过程。添加药剂使胶体颗粒失去稳定性 (脱稳), 在布朗运动的作用下相互凝聚成细小的初始絮凝物的反应过程称为凝聚 (coalescence)。悬浮微粒和胶体颗粒的表面通常带有负电荷, 由于同性电荷相斥, 使微粒呈分散状态并保持稳定。添加混凝剂引入带正电荷的电解质, 使微粒的电性被中和而脱稳, 脱稳后的微粒在布朗运动作用下互相碰撞, 聚集成细小的颗粒。细小的初始絮凝物在速度梯度的作用下或在絮凝剂的吸附架桥作用下, 相互黏合成较大的絮状物的过程称为絮凝 (flocculation)。

混凝作用由凝聚和絮凝两个过程组成。混凝是地表水处理中常用的方法。它主要用于除去水中的悬浮物、胶体和部分有机物。

常用的无机混凝剂有: 聚合铝 (碱式氯化铝)、硫酸铝、明矾、硫酸亚铁、氯化铁、硫酸铁、聚合铁等。高分子絮凝剂有: ①阴离子型的聚丙烯酸钠、聚丙烯酰胺部分水解物、磺化聚苯乙烯等; ②阳离子型的季胺盐类等; ③非离子型的聚丙烯酰胺、聚氧化乙烯等。混凝剂和絮凝剂均应通过试验选用。

混凝过程受许多因素影响:

(1) 水温: 对混凝影响较大, 在低温 ($<7^{\circ}\text{C}$) 时, 化学反应速度降低, 形成的絮凝物颗粒小而且结构松

散。为提高混凝效果,可对澄清器(池)的进水先加热,但是,如果加热时水温的波动大于 $2^{\circ}\text{C}/\text{h}$,将会造成泥渣大量上浮(简称“翻池”)。

(2)pH值:每种混凝剂都有其最佳混凝效果的pH值范围。当使用氯化铁、硫酸铝作为混凝剂时,水的pH值将降低,必要时可添加石灰、碳酸钠或苛性钠,将pH调至最佳值。使用聚合铝时,水的pH值影响较小。

(3)混凝剂的质量:不同质量的聚合铝、聚合铁的混凝效果相差很大,使用前应通过试验选择。

(4)搅拌强度:对混凝过程影响较大,当搅拌强度过大时,由于搅拌产生的剪切力太大,使脱稳的微粒间聚集受阻,影响形成较大的颗粒;搅拌强度过低时,又不能保证混凝剂与水的快速混合,微粒间相互碰撞机率减少,影响凝聚过程的进行。应通过试验选取最佳值。

(5)有机物:有些有机物或微生物在混凝过程中难以除去,需要先经过氧化处理。

其他影响因素:如混凝剂和絮凝剂的加入量,悬浮物、有机物的种类和溶解盐类等。

混凝处理在沉淀池、澄清器(池)中进行。常用的设备有机械搅拌澄清池、水力循环澄清池和平流沉淀池等。设备的结构和水力特性对混凝效果有较大影响,加装斜管可以改善出水水质,并提高澄清池的出力。应根据现场的实际情况,通过调整试验,制定澄清器(池)在各种条件(水质、负荷、药剂、剂量、水温等)的最佳运行方式。对澄清池的运行条件必须进行严格控制,并加装必要的在线监控仪表(如进水流量表、温差测定仪、自动排泥装置、加药量测定装置等)。

对低温低浊水的混凝处理,由于形成的絮凝物颗粒细、密度小,因此,应适当地降低澄清池的负荷。在可能的条件下,应对原水加热,提高温度。同时,可以添加“低浊添加剂(即活性泥渣)”,以改善澄清池内的泥渣特性。

二、混凝土施工

混凝土施工 (concrete work) 混凝土是保证结构件强度和刚度的主要材料,它与钢筋组合共同承担各种荷载。大中型电厂的混凝土工程量多在 10万 m^3 以上,一般都采用机械化施工,并建立混凝土试验室。要取得符合要求的混凝土质量必需从原材料选择开始,对配合比设计、拌制、运输、浇筑、养护的各个环节进行全过程的质量控制和检验,并根据客观情况随时进行调整配合比和操作工艺,才能达到预期目的。现代混凝土的组成材料除水泥、砂、石、水四种外,还普遍使用了各种掺合料和外加剂共六种。掺合料是经磨细的矿物料,大多使用火电厂电除尘器二、三电场排放的细灰,它本身经水化后有一定强度,可以改善混凝土

土的和易性、泵送性并节省水泥。外加剂有许多品种,有减水剂、速凝剂、缓凝剂、防冻剂等,常用的是减水剂,它既可减少用水量又可以改善和易性,从而提高混凝土的强度,节省水泥用量。目前混凝土的强度普遍可达C30、C40,采取一些措施后可达C50、C60;甚至可制出C100的高标号混凝土以及各种特殊要求的混凝土,如耐酸、耐碱、耐冻、耐热、轻质混凝土等。

原材料质量控制 原材料要根据国家标准经质检部门、试验室检验和验收,出具书面证明后才能使用。

配合比设计 根据设计图对混凝土提出的强度和其他要求进行配合比的设计。设计时要选择水泥的品种和标号、考虑骨料种类和级配、以及掺合料的品种和数量等,进行计算、选定比例。同时还要考虑结构类型与断面尺寸、钢筋的疏密、混凝土运输距离与方式、浇筑工艺和振捣方法等条件,选择适宜的和易性。和易性是表示混凝土的塑性、流动性、离析等与施工难易程度有关的指标。对泵送混凝土还应考虑可泵性。经过试配、试拌,组成试样,经过养护后进行强度检验和其他要求指标的检验,这样经过多次试配后求得最合适的配合比。在使用时,试验人员还必需进一步检查是否符合实际需要,或进行适当的微调。

混凝土拌制 按配合比确定的重量,将各种原材料放入搅拌机内加水均匀拌和。集中搅拌楼具有自动化或半自动化进行各种原材料称量、加料、加水、搅拌和出料的功能。搅拌机常用的有滚筒式、强制式、滚轴式三种。搅拌楼(站)附有相当大的砂、石堆场和水泥库,并设有多种运输机械将材料分别转运到楼顶的集料斗。运输机械有:螺旋或皮带输送机、带抓斗的塔式起重机和气流输送设备等。

混凝土运输 混凝土在运输中要求不分层、不离析、不漏浆。使用搅拌运输车时,其盛料筒在运输中低速旋转,保持混凝土的流动性,可运送到较远的地方,但运输的在途时间受混凝土初凝时间的制约,要根据试验室确定的混凝土初凝时间来选定。在运输前后都需检验质量。简易的检验方法可用目测及坍落度试验。

混凝土浇筑 混凝土量少的工程可用人力浇筑,一般使用混凝土泵浇筑。混凝土泵有固定泵和泵车两类。将搅拌运输车来的混凝土,经泵加压后,通过管道送入模板内。泵送管的直径有100、125、150 mm三种,泵送最大水平距离可达500~600 m,最大高度达100 m。泵送的混凝土要求骨料小于管径的 $1/3$,坍落度适当放大。采用泵送混凝土时,混凝土的供应必须保证混凝土泵能连续工作;输送管宜直,转弯宜缓,接头应严密。混凝土入模后,要及时使用震动器进行振捣。

混凝土养护 为保证混凝土正常进行水化作用和防止产生收缩裂缝,使在规定龄期内达到设计强度和

其他技术指标,必须在规范规定期限内认真进行养护。养护就是要使混凝土在足够的时间内保持适宜温度和湿度。现场施工的基础和构件,一般是在自然条件下养护,也可通蒸汽养护。高大建(构)筑物因浇水困难,也可采用“涂膜养护剂”涂刷养护。在自然条件下进行养护时,夏季要覆盖浇水,防止阳光曝晒;冬季要覆盖防冻,以保持一定的温度。在严寒地区的混凝土,可采用蒸汽、暖棚、电热等方法进行养护,对于大体积混凝土的养护更要注意,要根据混凝土的水化热和当时的气温进行温差和收缩应力计算,然后采取保温缓降、浇水养护的措施。

tuixingyou

混油 (oil mixing) 向运行中的油(或新油)补加不同牌号油品或补加不同炼油厂、不同生产工艺的商品油的处理过程。

发、供电设备因油量不足而需要补油时,特别是向已严重老化至接近运行标准下限的油中补加时,就可能导致在混合油中迅速析出油泥而影响油的使用特性,甚至发生设备事故。因此,一般不允许将油任意混合使用。若必须将不同牌号、不同质量或不同老化程度的油混合使用时,应遵循下面三个原则:①要混合使用的油,各自质量均必须合格。试验时油样的混合比应与拟实际混用的比例相同,如果实际混用比例未知时,则采用1:1比值混合进行试验。②不同牌号的新油混合前,变压器油应按拟混合比实测混合油样的凝点,汽轮机油按拟混合比实测混合油样的黏度,从而决定是否可以混合使用;运行油混加不同牌号的油前,除应测定混合油样的凝点或黏度外,还应经油泥析出试验合格。③如果设备用油或补加油的牌号不明,除应遵守上条要求外,还应先对混合前后的油样进行同条件下的老化试验。混合油的质量应不低于设备原用油的质量。若相混的油都是新油,其混合油的质量应不低于其中较差的一种油。

tuoxingtan yangqi tuohu

活性炭烟气脱硫 (activated carbon flue gas desulfurization) 利用活性炭的吸附催化作用脱除烟气中SO₂的工艺。它属于可回收硫资源副产硫酸及元素硫等的一种方法,适于燃用高硫煤的机组,但目前应用不广。

基本原理及工艺流程 主要由活性炭吸附、解吸再生和硫回收系统三部分组成。前两部分示意如图1。经过高效除尘的锅炉排烟在100~160℃温度条件下,通过吸收塔内填充的活性炭床层(图中所示为移动床,在处理烟量较小的装置上也可用固定床结构),原烟

气中的SO₂和部分氧及水蒸气分子被分别吸附到活性炭孔隙表面上,继而发生催化反应生成硫酸;其总反应式为:

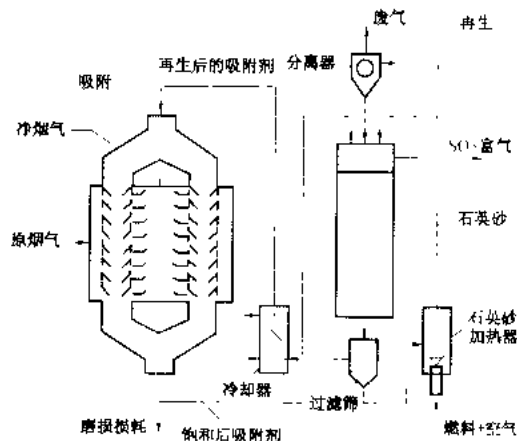
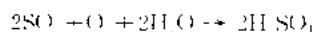
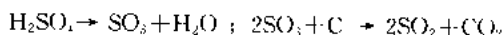


图1 德国矿山研究院活性炭烟气脱硫工艺流程图

硫酸具有很强的水合性,在活性炭孔隙内浸润的硫酸受到稀释。通过吸收塔的烟气所含的SO₂浓度一般会降低到初始浓度的5%~10%,即可直接排入烟肉。

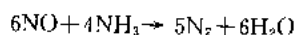
随着活性炭中硫酸溶液的逐渐积聚,其吸附能力减弱直至失效。为恢复其功能就必须随后进行解吸再生。解吸再生的方法通常有两种:干法热解吸和湿法洗涤解吸。大处理量的装置宜采用前者,如图1所示。从移动床吸收塔排出的活性炭连续送入解吸塔,在温度约为400℃条件下进行热再生。此过程中伴随有活性炭的少量氧化损耗。化学反应如下:



再生后的活性炭经筛选剔除粉末,回送吸收塔再利用。富集的SO₂气体(含CO₂)送第三部分回收处理,可制成液体SO₂、元素硫、硫酸或其他副产品。

对于处理烟量较小(<10万m³/h,标准状态)的固定床吸收塔工艺,则采用湿法比较简单。直接在吸收塔内依次用稀酸及水浸泡冲洗,可得到浓度约30%的稀硫酸,用于加工或出售。

活性炭法联合脱除SO₂/NO_x工艺 在上述活性炭脱硫工艺的基础上,可将图1中的单级移动床吸收塔更换为两级移动床结构,示意如图2。用以联合脱SO₂和NO_x。烟气经过第一级活性炭床先脱除SO₂。然后在烟气进入第二级活性炭床前,先在混合室内与喷入的添加剂氨(NH₃)均匀混合。在第二级活性炭床内,烟气中的NO(约占NO_x总量的95%)与氨发生催化还原反应生成氮气和水蒸气:



烟气中的 NO_2 (约占 NO_x 总量的 3%) 则在第一级活性炭床内几乎全部被活性炭还原为 N_2 ; 余下的也在第二级活性炭床内与氨反应耗尽。

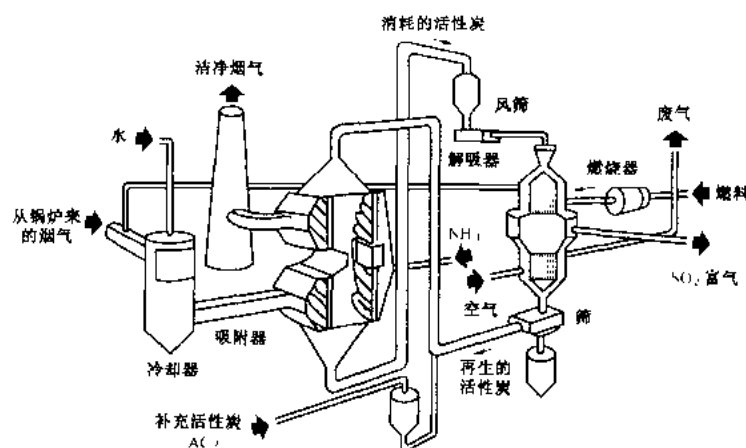


图2 活性炭法联合脱除 SO_2/NO_x 工艺原理

经再生的活性炭先进入第二级活性炭床，理论上它的吸附性能不会下降，即不影响进入第一级活性炭床后对 SO_2 的吸附催化能力。但如在第二级内发生残余 SO_2 与氨的反应从而生成 $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$ 的话，它有可能沉积在活性炭上而堵塞活性表面，影响脱 SO_2 和脱 NO_x 的效果。为减弱这类副反应的发生，应控制尽量低的入口烟温。

活性炭工艺的优缺点 活性炭工艺的主要优点是：①脱硫效率高，可达 95% 以上；②不需要脱硫剂，除非生产副产品所需；③可同时脱除烟气中的其它有害物质如二恶英、水银等；④如采用干法热再生时，全系统不产生废水；⑤可回收副产品，收益能部分冲抵脱硫成本；⑥便于设计成 SO_2/NO_x 联合脱除系统，增加占地及投资有限， NO_x 降低率可达 70%~80%。

活性炭工艺尚存在的问题是：①活性炭损耗较大，根据德国的 Arzberg 褐煤电厂两台机组 (107/130 MW) 的经验，活性炭消耗量约为 $3\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ (主要由于气力输送)；自用电耗也较高，约 3.3%；②脱 SO_2/NO_x 的费用消耗大致与湿法 FGD+SCR 的总费用持平；③吸收塔内活性炭床由于有粉尘及硫酸铵局部黏结问题，使塔内活性炭分布及烟速分布不均匀，影响 SO_2/NO_x 脱除效果；④活性炭相对易燃，解吸塔和冷却器运行状态不当可能导致吸收塔过热 (产生“热点”)、自燃甚至爆燃。由于这些问题的存在，多少限制了活性炭法的应用与发展。

历史与发展 尽管从 60 年代起，在德国、日本和美国就开展了很多研究，但将活性炭工艺成功地实现商业应用还是 80 年代开发使用了较廉价的煤型活性炭之后的事。

1980 年在日本的大牟田电厂第一台商业联合脱除 SO_2/NO_x 的装置开始运行，并取得满意的效果。处理烟气量为 $3\text{万 m}^3/\text{h}$ 。活性炭损耗约在 1.5

$\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 以下。1987 年在德国的 Arzberg 褐煤电厂投运了两套容量更大的装置。根据欧洲经济委员会的资料，这两台装置处理烟气量分别为 $38\text{万 m}^3/\text{h}$ 和 $57\text{万 m}^3/\text{h}$ ；机组电功率分别为 107MW 和 130MW。原烟气中的 SO_2 含量为 $3000\sim 4000\text{ mg}/\text{m}^3$ (6% O_2)， SO_2 的脱除率达 95% 以上。 NO_x 由 $350\text{ mg}/\text{m}^3$ 降到 $100\text{ mg}/\text{m}^3$ 。1990 年由三井矿产公司开发的处理烟气量为 $32.3\text{万 m}^3/\text{h}$ (70MW) 的活性炭工艺装置开始商业运行。

中国于 80 年代后期采用固定床吸收塔，湿法洗涤再生工艺，曾成功地进行了 $5000\text{ m}^3/\text{h}$ 的中间试验。副产浓度约为 30% 的稀硫酸，用于直接副产氮磷复合肥料。制造其他硫酸盐产品的示范装置规模已发展到 $10\text{万 m}^3/\text{h}$ 。

huodianchang daqi wuranwu paifang biaozhun

火电厂大气污染物排放标准 (emission standard of air pollutants for fossil-fired power plant)

为实现大气环境质量标准，对火力发电厂生产过程中排入环境的大气污染物数量及其浓度所作的限量规定。

大气污染物排放标准，是随着工业的发展，从一些管理条例，法令中出现并演变过来的。产业革命后，工业发展很快，环境受到污染。1863 年，英国制定了世界上第一个附有大气污染物排放标准的法律《碱业法》，对工厂排放的硫酸雾、二氧化硫及氯化氢等排放量做了限制性的规定。20 世纪以来，特别是 50 年代前后，由于工业高速发展，环境日趋恶化，发生了一些震惊世界的公害事件，如 1948 年 10 月美国多诺拉事件，1952 年 12 月英国伦敦烟雾事件等。许多工业发达国家就先后采取立法手段控制污染，使大气污染物排放标准与污染控制法律相结合而发展起来。

标准制订的原则是，以有关法令为依据，以保护环境为目的，从本国 (或本地区) 实际情况出发，既要考虑到保证人体健康及维护生态环境的重要性，又要考虑到经济能力和技术发展水平，以及体现新、老电厂和锅炉容量大小等区别对待的原则，使标准切实可行。显然，随着经济、技术的发展及环保要求的不断提高，排放标准需适时修订。

由于每个国家的具体情况不同，各国制订排放标

准的方法也不相同。有的国家以规定地面浓度,通过扩散计算,确定每小时允许排放量,但考虑到大气污染物远距离输送的结果所产生的积累作用,愈来愈多的国家采用最佳实用技术,强制采用高效率的控制技术规范排放限值,用每立方米烟气中含有多少毫克污染物(mg/m^3)或用每百万焦耳能量输出多少克的污染物(g/MJ)来表示。世界主要工业国家新建火电厂大气污染物排放标准列于表1。

表1 主要工业国家新建火电厂大气污染物排放标准

国名		美国	德国	欧共体	加拿大	日本	俄罗斯
污染物							
二氧化硫	mg/m^3		400	400		K值**法计算	3000 (700)***
	g/MJ	0.258*~0.516			0.258		1.3 (0.3)***
	脱硫率%	70~90	≥85				
烟尘	mg/m^3		50			100	100~400 (50~150)***
	g/MJ	0.013			0.043		0.06~0.16 (0.02~0.06)***
NO_x	mg/m^3	737	400		737	410	370 (300)***
颁发日期	年	1979	1983	1988		1976	1995

* 燃高硫煤为0.258g/MJ,要求脱硫率大于90%;燃中、低硫煤为0.516g/MJ,要求脱硫率70%~90%。

** 计算公式为 $Q_{\text{SO}_2}=K \cdot 10^{-3} H_1$,式中 Q_{SO_2} 为二氧化硫允许排放量;K为各地区制订的常数; H_1 为烟囱有效高度。

*** 括号内数值为2001年新建电厂的规定值。

世界银行根据二氧化硫排放所造成的影响,并考虑到建厂地区二氧化硫的背景浓度,1984年制定了适合不同地区的二氧化硫排放标准导则,见表2。准则Ⅰ需用适当的数学模式计算新建工程对当地大气环境二氧化硫浓度的增值。确定建设项目允许排放量时,选用两个准则中确定的最大脱硫率。

中国于1973年制订的《工业“三废”排放试行标

表2 世界银行二氧化硫排放导则

SO_2 背景浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			准则Ⅰ	准则Ⅱ
背景大气质量(以 SO_2 为准)	年平均	间隔24h最大值	SO_2 最大允许排放量 (t/d)	最大允许大气地面浓度增值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$ 年平均)
未污染	<50	<200	500	50
低污染	50	200	500	50
高污染	100	400	100	10
严重污染	>100	>100	不推荐建设任何排放 SO_2 的工程	

注:对于50~100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的中间值可用线性插入法获得。

准》中,首次规定出大气污染物的允许排放量或浓度。在该标准实践的基础上,结合电力工业为热烟流高架连续点源的特点,原水利电力部于1987年制订了《火力发电厂大气污染物排放标准》。1991年国家环境保护局对此进行了修订,发布了国家标准GB13223-91《燃煤电厂大气污染物排放标准》,1996年对此标准又做了修改,颁发了GB13223-1996《火电厂大气污染物排放标准》。本标准适用于中国范围内一切行业中的

凝汽式火电厂和供热电厂。标准中将火电厂按年限划分为三个时段,Ⅰ时段为1992年8月1日之前建成投产或初步设计已通过审查批准的新、扩、改建火电厂;Ⅱ时段为1992年8月1日起至1996年12月31日期间环境影响报告书通过审查批准的新、扩、改建火电厂,包括1992年8月1日之前环境影响报告书通过审查批准、初步设计待审查批准的新、扩、改建火电厂;Ⅲ时段为1997年1月1日起环

境影响报告书待审查批准的新、扩、改建火电厂。Ⅰ、Ⅱ时段所建火电厂基本执行原有排放限值,而对于Ⅲ时段新建的火电厂执行更为严格的排放限值,且增加 NO_x 排放控制标准。对于自1997年1月1日起新、扩、改建火电厂,位于县及县以上城镇规划区内时,烟尘最高允许排放浓度规定为200 mg/m^3 (标准中所有污染物的排放浓度均指干烟气状态下的数值),其余为500 mg/m^3 。标准中还规定,对于建在Ⅰ、Ⅱ时段的县及其以上城镇规划区内的火电厂,如机组寿命在10年以上,烟尘最高允许排放浓度应为600 mg/m^3 。对于二氧化硫,在“酸雨控制区和二氧化硫污染控制区”内(简称两控区)实行全厂二氧化硫排放总量控制和二氧化硫排放浓度限制。在“两控区”内,煤的含硫量大于1%时,二氧化硫最高允许排放浓度为1200 mg/m^3 ;小于或等于1%时,为2100 mg/m^3 。对于“两控区”以外和含硫量小于或等于1%的电厂,则根据电厂的允许排放总量和区域控制总量及当地环境要求,通过环境影响评价后确定是否需要采取脱硫措施。对于氮氧化物,第Ⅲ时段新建火电厂煤粉锅炉额定蒸发量大于或

等于 1000t/h 时, 固态排渣煤粉锅炉 NO_x 最高允许排放浓度为 650 mg/m^3 , 液态排渣炉为 1000 mg/m^3 。除此以外, 标准中还规定, 第Ⅲ时段建设的火电厂必须在烟囱或烟道上安装固定的烟气在线监测系统。

该标准与 1991 年颁发的标准相比较, 有以下特点: ①将火电厂按建设年限划分为 3 个时段, 分别执行不同的标准, 体现了新、老厂宽严的区别对待原则; ②对酸雨控制区和二氧化硫污染控制区实行了全厂二氧化硫排放总量控制和二氧化硫浓度限制的双重控制, 这标志着中国火电厂已从依靠高烟囱稀释扩散排放为主转移到对二氧化硫排放实行污染控制的轨道上来, 二氧化硫污染将逐步得到有效的控制; ③对第Ⅲ时段建设的额定蒸发量大于或等于 1000 t/h 煤粉炉规定了氮氧化物排放限值, 对氮氧化物的控制迈出了第一步。

huodianchang peixun fangzhenji

火电厂培训仿真机 (training simulator for fossil power plant)

利用计算机仿真技术进行培训的设备。发电设备数学模型计算机提供实时数据, 配合部分或全部真实控制台屏或表示监控台屏的屏幕显示 (CRT) 画面, 演示与真实情况相同的电力设备各种运行方式的状态, 包括启动、正常运行、停机和事故情况下的状态, 可以满足各种目的的培训要求。目前培训仿真机已广泛用于培训操作人员和工程技术人员, 提高他们的监控能力和运行技术水平。(参见彩图插页第 39 页 86 图)

培训仿真机是以计算技术和仿真技术为基础并应用电网、自动控制、仪表和电厂的锅炉、汽轮机、透平发电机以及运行专业的理论和实践知识而研制的一种实用装置。从培训仿真机的培训目的的功能来分类, 可以划分为基本原理型和全仿真型。

基本原理型 所配置的控制台屏不是以某一实际电站为目标, 而是从基本原理出发模拟某类型、某容量机组的主要设备和系统, 并配置简化的供学员学习和掌握基本原理的台屏或可以进行操作和显示操作结果参数的 CRT 画面, 或兼有台屏和 CRT 画面。用以培训新的操作员或在校学生, 使其从直观上学习和掌握电厂设备和系统特性、物理过程、介质流程及故障的原因和结果。为在全仿真型培训仿真机或实际电厂操作打基础。

硬件系统 一般包括: ①微型机或小型计算机; ②磁盘、打字机等外围设备; ③输入/输出接口和教学考核设施; ④台屏。台屏仿真有两种型式: ①模拟台屏型。模拟屏上布置有主要设备和系统流程图, 配有主要参数指示仪表; 操作台与屏一般联成一体, 台上布置有控

制开关、按钮、控制器和指示灯; ②CRT 画面型。配置多台 CRT, 在 CRT 上显示操作台屏和有关的参数, 通过画面进行操作和监视实现基本原理培训。

软件系统 一般包括: ①计算机软件, 有实时操作系统、语言编译程序、实用程序和软件开发工具; ② CRT 图像开发软件及教练员台软件; ③仿真模型软件。

全仿真型 针对某具体电厂某机组的仿真。即所模拟的控制室内全部设备的数量和颜色、外观、布置、照明及声响与实际电厂完全一致。使学员的直观感觉如同在实际电厂真实控制室一样。在全部运行范围内模仿炉、机、电自动控制系统的动态和逻辑; 模拟真实电厂过程计算机的功能; 建立 0~100% 负荷的全物理过程的模型以及各种故障的模型 (包含在全物理过程数学模型之中)。受训的学员在模拟的控制室内能实现实际电厂的各项有关操作和仿真范围内的就地操作。所有操作的效果, 都应和实际电厂的反应相同, 由教练员假设的故障或学员误操作引起的故障, 其现象、因果关系应和实际电厂一样。全仿真型的仿真机用于对机组运行人员全面地、系统地进行运行操作技能的培训, 对在职运行人员和工程技术人员及管理人员进行轮训。使学员学习和掌握机组在各种状态下的起停操作和提高在正常运行情况下的监控能力, 提高在异常和紧急事故情况下正确判断和排除故障的能力, 使在岗运行人员处理各种事故或异常的能力不断提高和得以巩固。全仿真培训机甚至还可以进行事故预习或事故分析。

硬件系统 培训仿真机的硬件配置是整个系统的基础, 它决定了仿真机的功能水平, 技术的先进性, 设备的可扩充能力和可靠性。其基本组成如图 1 所示。

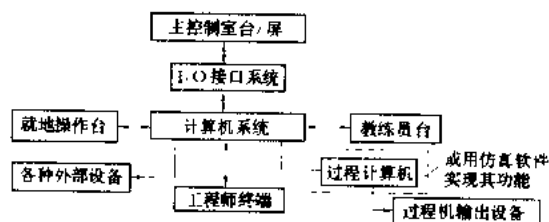


图 1 全仿真型培训仿真机硬件系统

(1) 计算机系统: 其配置是培训仿真机质量和水平的重要标志。它包括: ①单台或多台并行运行的超小型机或小型机、或多台微机, 计算机的速度和内外存容量要满足培训仿真机全面功能要求, 特别要为实时仿真提供保证实时性的技术基础; ②一台或多台大容量磁存储器; ③打印输出设备; ④与主机相配的主控制台或智能终端。

(2) 控制台台屏: 是被模拟电站控制室的复制品。

(3) 输入/输出接口系统: 计算机与台屏之间的全

部数字量和模拟量变换和传输的接口。其结构和工作方式对保证运行的可靠性、维护的方便性均有很大的影响。因此先进的输入/输出接口系统通过微处理机进行高效率的数据转换和传送,具有在线和离线诊断故障的功能。

(4) 教练员台:一般由设有专用功能键的操作台和实现人机会话的CRT终端组成。有的系统还配上打印绘图机、多笔记录仪、遥控操作屏等以实现更多的功能。

(5) 就地设备操作台:用以进行控制室以外的设备操作训练,有的配置仿真的就地操作屏台,有的用带操作台屏图像的CRT操作站来代替台/屏的操作。其操作量多少决定于仿真范围的要求。

(6) 工程师终端:供软件工程师进行软件开发、在线或离线调试、修改和扩充。

(7) 电厂过程计算机的仿真:有实在方式和仿真方式两种。如果采用实在方式,则培训仿真机中所用的过程计算机采用电厂实际使用的过程计算机硬件、软件设备。如采用仿真方式,所用的硬件设备只包括实际电厂过程计算机的输入/输出设备,过程计算机所实现的功能则由仿真用的计算机上运行的软件实现。

软件系统 软件系统组成和技术先进性是仿真机功能和技术水平的核心,它的组成如图2所示。

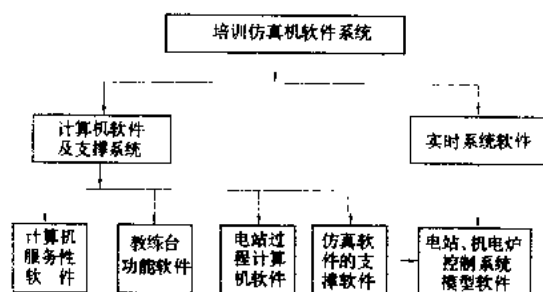


图2 全仿真型培训仿真软件系统

(1) 计算机服务性软件:包括多道、交互、实时操作系统,语言编译程序,实用程序和软件开发工具。

(2) 仿真支撑软件:其功能和水平是仿真机技术水平高低和质量保证的重要标志。先进的支撑软件系统,应能高效率地支撑仿真软件系统设计、开发、调试、修改、扩充和实时运行。

(3) 教练员台功能软件:它实现对仿真机控制,改变运行方式,选择培训项目,指导学员训练,检查学员成绩等功能。主要功能项目有:①起动/停止;②运行冻结;③时间标度选择(实时/快速/慢速);④初始状态选择;⑤开关检查;⑥快存;⑦开关检查和超越;⑧返回追踪;⑨重演;⑩监视变量;⑪外部参数选择;⑫故障插入和删除;⑬控制报警;⑭控制仪表噪声;⑮屏

台硬件设备诊断;⑯显示图像;⑰在线数据库监视;⑱学员成绩评价;⑲计算机辅助练习等。通过教练员台控制屏和CRT画面配合实现功能选择。画面选择有专家方式和菜单方式。

(4) 电厂过程计算机软件:如采用实在方式,则其软件与电厂过程计算机相同,如果使用仿真方式,则需编制一整套实现电厂过程计算机全部或部分功能的软件包。

(5) 电厂仿真软件:又称培训仿真机的应用软件,通过数学模型来实现对电厂运行的实时仿真。建立数学模型有赖于对对象的各设备和系统物理过程的深入研究、理解和描述对象的数据。其数据来源于设计资料、实测、经验和合理的必要的假设与简化。数学模型软件的结构设计取决于仿真支撑软件。只有高度模块化的模型软件才能保证程序的可读性和可修改性。数学模型的规模决定于仿真的范围与深度。在全仿真型电站培训仿真机中,被仿真的系统一般包括锅炉系统、空气烟气系统、燃烧系统(包括制粉系统)、炉膛安全监控系统、汽轮机系统、汽轮机控制系统、协调控制系统(包括锅炉各控制系统)、主蒸汽与抽气系统、辅助蒸汽及旁路系统、凝结水和给水系统、循环水系统、发电机及配电系统、电网系统、全厂报警系统等。

huo li fa dian

火力发电 (fossil-fired power generation)

通过化石燃料的燃烧将化学能转化为热能,再用动力机械转换为机械能驱动发电机发电的技术。实现这种电能转换技术的工厂称为火力发电厂,其中完成上述能量转换过程的设备组合称为火力发电机组。火力发电的燃料构成主要是自然界蕴藏量极丰富的化石燃料,包括固体燃料(主要为煤炭)、液体燃料(主要为原油及重油、柴油等石油制品)、气体燃料(主要是天然气、液化天然气、煤层气及由煤炭转换的各种煤气)。火力发电主要有蒸汽动力发电、内燃机发电、燃气轮机发电,以及燃气—蒸汽联合循环发电。在上述发电基础上发展起来的热电联产电厂,使火电机组既发电又供热,进一步提高了热能的利用率。

简史 1875年法国巴黎北火车站首先用蒸汽机发电供附近照明,1879年美国旧金山建成出售电力的火力发电厂,蒸汽动力发电开始发展。1884年英国C.A.帕森斯(Charles Algernon Parsons)制成功率10HP(7.5kW)多级轴流反动式汽轮机,蒸汽机逐渐被汽轮机所取代。1897年德国工程师R·狄塞尔(Rudolf Diesel)制成可供实用的柴油机,内燃机发电成为火力发电的另一种方式。1939年在瑞士制成了4000kW发电用燃气轮机,使燃气轮机发电得到应用。

燃气—蒸汽联合循环机组发电，由于热效率比同容量蒸汽动力发电的热效率高，20世纪70年代以来得到迅速发展。热电联产利用生产电动力装置抽出热力或以余热供热，最早是在需用蒸汽的工业企业自备电厂中得到应用，继而建起了区域性热电厂，除供电外还向附近工厂和居民区供汽或供热水。

火力发电是最早得到实用的发电技术，1995年世界发电量达到13097.7 TW·h，火力发电量占62.98%，水力发电和核能发电分别占19.34%和17.3%。表1为1950~1995年全世界和几个国家火力发电发展概况。表2为1997年全世界发电量占前10位国家的发电量和装机容量。

表1 世界和几个国家火力发电发展概况

年份	世界合计			美国			俄罗斯(苏联)**			日本			中国*		
	发电量		(%)	发电量		(%)	发电量		(%)	发电量		(%)	发电量		(%)
	TW·h	TW·h		TW·h	TW·h		TW·h	TW·h		TW·h	TW·h		TW·h	TW·h	
1950	958.9	616.2	64.3	388.7	288.0	74.1	91.2	78.5	86.1	46.3	8.5	18.4	1.6	3.8	82.9
1960	2357.7	1613.9	68.5	844.2	694.1	82.2	292.3	241.4	82.6	101.6	57.0	56.1	59.4	52.0	87.5
1970	5069.0	2699.2	73.0	1639.8	1367.3	83.4	740.9	612.9	82.7	350.6	274.9	78.4	115.9	95.4	82.3
1980	8247.3	5797.7	70.3	2354.4	1825.5	77.3	1293.9	1037.1	80.2	577.5	402.8	69.8	300.6	242.4	80.6
1987	10589.0	6810.0	64.3	2686.0	1976.7	73.6	1665.0	1258.8	75.6	699.0	425.6	60.8	497.3	397.1	79.9
1988	11017.0	7040.3	63.9	2700.9	1938.9	71.8	1717.0	1281.2	74.6	719.1	450.5	62.7	584.7	466.2	79.7
1990	11803.0	7601.1	64.4	3084.8	2218.3	71.9	1726.0	1281.0	74.2	857.3	559.2	65.2	621.3	495.0	79.7
1995	13097.7	8249.3	63.0	3345.3		70.9	860.0		67.8	989.9		61.4	1006.9	807.4	80.2

* 中国未含台湾省和港澳地区发电数字，台湾省和港澳地区数字见中国火力发电。

** 1995年数字指俄罗斯，其余年份指苏联。

表2 1997年全世界发电量占前10位国家发电量和装机容量构成

序号	国家	发电量 (TW·h)	其中 (%)			装机容量 (GW)	其中 (%)		
			水电	火电	核电		水电	火电	核电
1	美国*	3535.7	9.9	90.1	—	830.17	11.6	88.4	—
2	中国**	1134.2	17.2	81.6	1.2	254.21	23.5	75.7	0.8
3	日本	1037.9	9.8	59.3	30.9	242.45	18.4	62.8	18.8
4	俄罗斯	834.0	19.0	68.0	13.0	214.2	20.5	69.5	10.0
5	加拿大	550.0	63.8	23.1	14.1	112.60	59.3	28.8	11.9
6	德国	549.7	4.8	65.2	30.0	119.81	7.4	73.0	19.6
7	法国	475.7	13.0	8.0	79.0	123.94	20.3	23.0	56.7
8	印度***	446.1	—	80.3	—	100.33	—	74.9	—
9	英国	345.3	1.9	69.2	28.9	72.50	6.2	75.7	18.1
10	巴西***	316.9		4.9	—	62.35	—	8.4	—

* 美国火电数字中包含核电数字。

** 中国未含台湾省和港、澳地区数字。

*** 印度和巴西的数据来源为美国能源部信息局(EIA)。

本表其他国家的数据主要摘自日本海外电力调查会1999年版《海外电气事业统计》。

火力发电燃料构成 随着各国资源情况、能源供应水平、燃料价格的不同而异，在一定程度上也受国际能源市场变化的影响。表3给出了几个国家历年火力

发电燃料构成变化情况。

电能不能大量储存，电力的生产和消费(即发电、供电和用电)是同时完成的，而火力发电又是由大量设

备组成的一个整体,提高可靠性,达到连续安全发电,降低发电成本,是火力发电厂的首要目标。表3给出的几个国家历年净热效率变化的情况,可作为火力发电在技术进展的综合表述。

蒸汽动力发电技术的发展 蒸汽动力发电是利用燃料在锅炉中燃烧释放的热能产生具有一定压力和温度的蒸汽,蒸汽热能在汽轮机中转换为机械能,再通

过发电机转换为电能的发电方式。当前,这种发电方式在火力发电中居主要地位。经过100多年的发展,蒸汽动力发电的技术有了很大的发展变化,体现在机组容量和蒸汽参数的提高,电厂容量的增大,发电设备设计和制造水平的提高,新材料的采用,自动化水平和运行水平的提高,环境保护设施的日益完善等诸多方面。

表3 美、苏(俄)、日、中火力发电历年燃料构成和供电煤耗或热效率

年份	美 国					苏联(俄国)					日 本					中 国				
	燃料构成(%)				净热效率	燃料构成(%)				净热效率	燃料构成(%)				净热效率	燃料构成(%)				净热效率
	煤	油	气	%	g/(kW·h)	煤	油	气	%	g/(kW·h)	煤	油	气	%	g/(kW·h)	煤	油	气	%	g/(kW·h)
1960	64.7	8.2	27.1	32.3		82.5	4.2	13.3		468	62.2	34.6	3.2	35.9						600
1970	54.4	15.4	30.2	32.4	379	54.1	22.0	23.9		366	19.1	79.9	1.0	35.8	343					502
1980	66.2	14.1	19.7	32.5	378	401	35.7	24.2		328	19.1	59.7	21.2	36.3	338	73.6	25.6			446
1987	78.8	6.5	14.7			33.0	21.5	45.5		326	24.2	45.1	30.7	36.7	335	85.0	13.6	0.8	28.8	432
1990	80.3	6.1	13.6	32.8	374	35.5	19.3	45.2	37.8	325	23.6	45.6	30.6	36.7	335	90.4	8.9	1.4		427
1995	74.8	3.6	21.6								29.6	37.7	32.7			96.8	3.2	0.7		412

注:1. 净热效率美、日等按高位发热量计算,苏、中等按低位发热量计算。

2. 中国未含台湾省及港、澳地区数字。

单机容量 随着电力需求的高速增长,汽轮发电机组的单机容量已由20世纪初的1~10MW迅速增大,世界各种典型容量等级机组首台投运年份:50MW为1924年,100MW为1925年,200MW为1930年,300MW为1955年,500MW为1960年,700MW为1963年,1000MW为1965年,1100MW为1969年,1150MW为1970年。现最大容量机组双轴为1300MW(美国1972年第一台投运,目前已有9台在运行),单轴为1200MW(苏联1981年装设)。采用大容量机组可降低单位容量造价,加快建设速度,提高热能利用效率和减少运行维护人员。但发展大容量机组需要一个成熟期,即会碰到可用率较低的问题。据北美可靠性协会(North American Electric Reliability Council, NERC)统计,北美11台1000MW以上燃煤机组,1990年等效可用系数(EAF)为75.89%,强迫停用率(FOR)为9.11%;而88台600~799 MW机组EAF和FOR分别为82.20%和4.81%。另外机组容量过大时在降低单位容量造价上的作用已不明显,所以1972年出现1300 MW机组后,机组容量未再增长。进入90年代,由于技术的发展,大容量机组的可用率已得到显著改善。目前世界上装有800 MW以上机组的国家,主要是美国、俄罗斯、日本和德国,中国也已开始采用,而得到各国最广泛采用的仍是600~700 MW机组,这主要是各国、各地区的具体条件不同,在选择单机容

量时必须根据系统容量、可靠性和综合经济效益才能做出决定。

蒸汽参数 汽轮机组单机容量的增大是伴随着蒸汽参数提高实现的,在发展大机组的进程中,提高蒸汽参数一直是提高机组经济性最重要的措施。20世纪初,汽轮机蒸汽参数一般为1.28 MPa(13 kgf/cm²)、200~300℃,称为低压。30年代开始采用中压2.84 MPa、400℃和高压8.6 MPa、490℃;40年代初美国和西欧国家开始采用超高压13.7 MPa、500℃和亚临界压力15.9 MPa、500℃。50年代开始,为进一步提高蒸汽可利用热量,大机组普遍采用一次中间再热,汽温亦逐渐提高到566℃。美国是率先发展超临界压力(蒸汽压力>22.12 MPa)和超超临界压力(USC,参见蒸汽参数,一般指蒸汽压力>27 MPa)机组的国家。1959年在埃迪斯顿(Eddystone)发电厂投运的325 MW 1号机组,蒸汽参数达到34.5 MPa、650/566/566℃,二次中间再热,后因高温管道材质问题降低参数到31 MPa、610/560/560℃运行至今。

影响机组蒸汽参数高低的重要因素是燃料价格、设备造价、运行可靠性和负荷适应能力,在后几点上以往超临界压力机组均逊于亚临界压力机组,所以在80年代以前世界上大多数国家,多采用亚临界压力。采用超临界压力机组较多的国家主要是美国、俄罗斯、德国和日本。俄罗斯国家标准规定300 MW及以上机组均



采用超临界压力机组。日本燃料依赖进口,为追求高经济性,70年代初就开始发展超临界压力机组,进入80年代进一步发展 USC 发电机组,川越火力发电厂2台蒸汽参数 31 MPa、566/566/566 °C 的 700 MW USC 机组,已于 1990 年全部建成,其净效率为 42%。

进入 90 年代,由于超临界压力机组运行经验越来越多,高温材料研制的成熟,使机组的可用率已与亚临界压力机组相仿,设备造价也与亚临界压力机组越来越接近。由于超临界压力机组效率较高,在燃料价格较高地区,分析表明采用超临界压力机组往往更为经济。加上超临界压力机组排放 CO₂ 较少,对减少温室效应有利,所以发展超临界压力机组已经成为趋势。对于 USC 机组的研制,也进入了新的时期。

USC 机组的发展,领先的是日本及欧洲。在日本,除前述的川越发电厂外,在 1997 年投产的松浦电厂 2 号 1000 MW 燃煤机组及在 1998 年投产的三隅电厂 2 号 1000 MW 燃煤机组,其新汽温度已分别提高到 593/593 °C 和 600/600 °C,机组净效率提高到 43%。计划中的 USC 机组,将采用 30 MPa、630/650 °C。

丹麦 ELSAM 电力公司,在 1998 年投产的新卡贝克发电厂 400 MW 烧天然气电厂中,采用 29 MPa、582/582/582 °C 二次中间再热,汽轮机背压 22 kPa,净效率 (LHV) 达 49%,为目前世界上最先进的蒸汽动力机组。1999 年投产的诺加兰 (Nordjyllands) 电厂 3 号机 400 MW 燃煤机组,用上述同样的蒸汽参数,效率达 47%。丹麦计划在 2001 年投产的阿维多 (Avedøre) 电厂 2 号机,375 MW,其参数为 30 MPa、580/600 °C,效率达 48%。

德国 VEAG 电力公司,在 1999 和 2000 年投产的利本道夫发电厂 (Lippendorf) 两台 900 MW 褐煤发电机组,采用 26.8 MPa、554/583 °C,背压 38 kPa,净效率为 42%。将在 2002 年投产的 RWE 电力公司尼德奥森发电厂 (Neideraussen) 1000 MW 褐煤发电机组,采用参数 26.5 MPa、576/599 °C,净效率可达 45%。

根据以上资料,由于高温材料的发展和成熟,新蒸汽及再热汽温度已可从 538/566 °C 提高到 600/600 °C,新蒸汽压力已可从 24.5 MPa 提高到 27 MPa 及以上。(见蒸汽动力发电厂)

电厂容量 电厂容量的增大与单机容量增长相关,50 年代以前,各国火电厂的容量超过 500 MW 的不多。60 年代陆续出现许多容量超过 1000 MW 的大电厂;60 年代中期之后,300~700 MW 机组得到大量采用,开始出现容量超过 2000 MW 的电厂。随着机组容量增长为 800、900、1000、1150、1300 MW,70 年代中期电厂容量突破 3000 MW。(见火力发电厂)

电厂容量增大碰到的主要困难是厂址选择,突出表现在补充水的供应、燃料储运和燃煤电厂的灰渣处理等问题上。至 1998 年底全世界 4000 MW 以上的电厂有 10 座,3000 MW 以上电厂有 36 座(见火力发电厂),最大为俄罗斯的矿口电厂苏尔古特二号 (Сургутская-2) 电厂,容量 4800 MW (6×800 MW,燃用天然气)。将电厂建造在沿海地区,补充水供应和燃料运输等问题较易解决,所以日本的一些大电厂普遍采用填海造地的方式建成;香港的青山发电厂(容量 4110 MW)和龙鼓滩发电厂(容量 2500 MW)也是填海造地建成的。

自动控制 早期发电厂的容量不大,系统较简单,以采用就地手动控制为主,仅对参数快速变化的个别设备辅以自动控制,自动化程度较低。随着机组容量增大,就地控制逐步过渡为控制室集中控制;由于计算机控制技术的发展,又过渡为以计算机为中心的炉、机、电协调控制的集中控制系统,它除了执行机组起停、负荷调节、事故处理和保护等功能外,还包括执行巡回检测、数据采集、性能计算、故障报警、屏幕显示、事故追忆、制表打印等多项功能,使电厂自动化发展到很高水平。现又发展为以微处理机为核心,把计算机、数据通信系统、显示操作系统、过程通道等有机结合起来组成的分散控制系统。将全部集中于一台计算机的控制功能分散到多台控制器或控制单元上,并通过高级控制算法的运算实现整个生产过程的优化控制和综合控制,使系统可靠性和机组安全性大为提高。(见火电厂自动化)

环境保护 50 年代以来工业发展对环境的影响日益受到全世界的关注。为了限制工业产生的有害气体、灰渣、废水和噪声对环境的污染,各国立法规定了严格的排放标准。蒸汽动力发电厂产生的有害气体主要是锅炉排放的二氧化硫 (SO₂)、氮氧化物 (NO_x)。燃煤电厂还有粉尘排放、灰渣处理的问题。此外,蒸汽电厂大量用水还存在着温排水和废水处理等问题。在治理大气污染方面,电厂采用各式高效除尘器,使粉尘排放得以控制。为减少 SO₂ 排放,采用了燃料脱硫、燃烧脱硫和烟气脱硫等措施,其中流化床低温燃烧产生 NO_x 少,还可在床中掺入石灰石达到脱硫要求,正日益受到重视。为减少 NO_x 排放,除采用低 NO_x 燃烧器外,烟气脱 NO_x 在一些工业发达国家也已取得显著成效。灰渣必须妥善储存,并尽量综合利用。为减少温排水影响需采取措施限制水体升温。各电厂对酸碱废水、酸洗废液、含油污水、冲灰水都必须经过处理,达到标准后才允许排放或重复利用。在防止噪声方面,对大的噪声源加装消音器、隔音墙乃至密闭隔音室,以降低对环境的影响。



二氧化碳(CO₂)排放和温室效应是当前世界关注的复杂课题之一,对全球气温上升与CO₂的关系至今仍有不同意见,但应努力减少CO₂的排放已取得共识。火力发电厂,燃用化石燃料难免CO₂排放;当前减少排放现实的措施,一是提高发电效率减少燃料耗量,二是燃用排放CO₂较少的液体和气体燃料。(见火力发电厂环境影响)

内燃机发电技术的发展 内燃机有煤气机、汽油机、柴油机等不同类型,用于发电的主要是功率较大的柴油机。与蒸汽动力发电相比,它们具有单位容量重量轻、占地面积小、冷却用水少、投资省、建设速度快、启动快等一系列优点。主要缺点是需使用价格较高的液体燃料,燃料成本高,另单机容量较小,维修工作量大,在一定程度上限制了广泛应用,多用作尖峰供电电源、孤立电源和应急电源。

柴油机为多缸组合的往复活塞式动力机械,最初用于发电的多为中速,功率不超过10MW,由于重量轻、体积小,多用于移动电站(列车、汽车、船舶电站),后逐渐发展为固定式发电装置,并加装增压器、冷却器及其他辅助设施,使机组功率不断增大。随着技术发展,较多应用低速柴油机发电,目前单机功率最大可达68MW,净发电效率达40%~50%。澳门路环发电厂除2台25MW汽轮发电机组外共装有6台低速柴油发电机组(2×28MW+2×37.5MW+2×51MW),采用废气热能回收系统,其排气经燃气轮机发电后,供给余热锅炉产生蒸汽,再带动汽轮机发电,使整套装置的发电热效率达50%左右。(见内燃机发电厂)

燃气轮机发电技术的发展 燃气轮机比柴油机更适宜于作为常用发电设备,其单机功率现已发展到240~300MW。燃气轮机向高效和大型化发展的关键是提高燃气初温和研制级数更少而压缩比更高的压气机,80年代末由于叶片冷却技术与高温材料的发展,发电用燃气轮机进口气温已达1300℃,压缩比已达15~16,使简单循环燃气轮机的效率提高到36%以上。简单循环燃气轮机发电厂由于热效率不高,一般容量不大,多用作调峰电厂,但也有容量较大者,如上海闸北燃气轮机发电厂,装有4台GE公司PG9171E型燃气轮机发电机组,总容量480MW。

燃气—蒸汽联合循环装置 利用燃气轮机排气余热产生蒸汽,驱动汽轮机发电,组成联合循环装置,可大大提高发电热效率。80年代后期,由于天然气价格不断降低,联合循环装置得到极大的发展。随着电力市场的开放,独立发电商(independent power producer, IPP)的出现,联合循环装置的投资小、工期短、效率高、污染物排放少等优点更加突出,在90年代,新投产的联合循环发电装置日益增多,特别在北美、西欧地区发

展尤为迅速。最常采用的是把燃气轮机550℃左右的排气送入余热锅炉产生蒸汽,驱动汽轮机发电,此时燃气轮机发电约2/3,汽轮机发电约1/3。日本横滨火力发电厂两套1400MW燃气—蒸汽联合循环发电装置,各由4台350MW同轴布置的燃气轮机和蒸汽轮机机组组成,燃气进口温度1300℃,发电热效率54%,已于1998年建成。

目前各制造厂正在开发的新一代燃气轮机,其进口气温可达1430℃,压缩比达23~30,单机功率达300MW,简单循环效率达40%;联合循环效率达60%,联合循环单机组净出力达480MW。这些机组,预计在21世纪初期即能投入使用。(见燃气轮机发电厂)

洁净煤发电技术的发展 为了利用储量丰富、价格较低的煤炭资源,同时减少对环境的污染,70年代起欧美各国就致力于研究开发洁净煤发电技术。除了在燃煤机组上装设低NO_x燃烧系统、脱硫装置及脱NO_x装置,采用常压流化床燃烧技术外,还应用煤气化技术及增压流化床技术于发电。

整体煤气化联合循环(IGCC)发电技术 德国在1972年建成克尔曼(KOV)170MW的IGCC试验电厂,该机组完成预定试验后于70年代末停运。美国在1984年建成冷水(Cool water)电厂,为世界上第一座完整进行工业性试验研究的IGCC电厂。该厂用气化炉将煤气化洁净后的煤气供燃气轮机发电,功率65MW,余热锅炉产生蒸汽供汽轮机发电,功率45.7MW,排放的SO₂和NO_x仅为美国允许排放标准的10%~15%,但由于设备未进行优化,净发电效率仅30.9%(HHV)。冷水电厂的试验成功,为IGCC发电技术开辟了途径。90年代以来,在美国和西欧先后建成了功率为250MW左右的IGCC发电厂,如坦帕(Tampa)电厂、沃巴什河(Wabash River)电厂、比赫讷姆(Buggenum)电厂、普埃托拉诺(Puertollano)电厂,其净发电效率已达40%~43%左右。正在建设中的IGCC电厂,还有意大利ISAB电力公司的512MW机组(以石油焦为燃料),意大利Sarlux 550MW机组(以石油焦为燃料),印度的IBIL60MW机组和Sabamati 135MW机组。英国将有一套400MW IGCC机组安装在苏格兰的Fife电力公司。IGCC发电厂正逐步向可以使用灵活燃料、同时供电、供热和生产化工原料的多联产方向发展。(见整体煤气化联合循环)

增压流化床联合循环(PFBC-CC)发电技术 1990年建成瑞典韦尔坦(Värtan)电厂,美国迪特(Tidd)电厂和西班牙埃斯卡龙(Escatron)电厂共四套示范机组,每套机组中燃气轮机16.5MW,汽轮机~55MW,总出力~71.5MW,净发电效率~36%。三个

示范电厂的成功运行,为 PFBC-CC 电厂的发展开辟了道路。1993 年,日本若松电厂投产,输出功率仍为 71.5 MW,但蒸汽温度提高到 590℃,并采用中间再热,因此发电效率有所提高。1998 年,日本若原厚真电厂 3 号机 85MWPFBC-CC 机组投产,采用了陶瓷过滤器和单轴燃气轮机,进气温度 831℃,出力 11.1MW,汽轮机为 73.9 MW,蒸汽参数 16.57 MPa、566/583℃,发电毛效率(HHV)达 41%。1999 年日本九州割田电厂 360MW PFBC-CC 机组投入运行,其中燃气轮机功率 75 MW,汽轮机功率 290 MW,蒸汽参数为 21.6 MPa、566/593℃。1999 年日本还将在大崎电厂投入两台 250MWPFBC-CC 机组,燃气轮机功率 37MW,汽轮机功率 215MW,蒸汽参数 16.6MPa、566/593℃,预计发电毛效率为 41.5%。此外,美国还正在研制带有前置燃烧装置的先进增压流化床联合循环(APCFCB-CC)发电技术,计划 2005 年左右在麦克因托(McIntoch)电厂建成一台功率为 240 MW 的试验机组,净发电效率预计可达 40.6%(HHV),脱硫效率 95%。可以预期,PFBC-CC 发电技术在进入 21 世纪后将不断得到发展和改进。(见增压流化床联合循环)

热电联产技术的发展 利用发电后工作介质的各种品位热能,以蒸汽或热水形式向用户供热。这种热电联产方式可以大大提高热能利用率,减少 CO₂ 的排放量,为此得到世界各国的重视。热电联产可以有各种组合形式,例如采用背压汽轮机系统,抽汽凝汽式汽轮机系统,燃气轮机余热利用系统,内燃机余热利用系统,以及联合循环余热利用系统等。可以由工厂自备电厂

来实现,也可由公用事业的大型热电厂来实现。俄罗斯的莫斯科第 26 热电厂(总发电容量 1410MW,总供热容量 3640 MW),中国的太原第一热电厂(总发电容量 1225 MW,总供热量 5000GJ/h),就是代表性的大型热电厂。这种大型热电厂,具有规模大、效率高、环境保护易于实现等优点,但也有热网投资大、运行损耗大等缺点,适用于热负荷集中的工厂区或城区供热。90 年代以来,在一些工业发达国家中随着天然气管网的普及和小型高效燃气轮机、往复式煤气机、燃料电池装置的出现,分散式发电装置(Distributed generation, DG)逐步得到发展。另外,为了在夏季热负荷较低时充分利用热能,还出现了热、电、冷三联供的系统。有资料认为,热电联产机组在整个发电机组中所占的比例,在 21 世纪中将不断增大,热电联产技术将得到很大的发展。(见热电联产电厂)

展望 随着人类社会的发展,能源需求量不断增加,在当代集中反映在对电力和一次能源的需求量上。世界各国能源发展的事实表明,随着经济和技术的发展,发电用能源在一次能源消费总量中的比例趋于增长,这说明电力增长在整个能源发展中占据重要地位。以中国为例,电力在一次能源消费总量中的比例,1980 年为 18.6%,1990 年为 23.8%,1998 年为 32.6%,这一事实表明,今后电力将继续保持较快发展速度,特别是发展中国家。

表 4 给出了全世界发电能源结构目前和今后变化概况。从中可以看出火力发电在世界发电能源结构中占据重要地位。

表 4 1995~2020 年全世界发电能源结构变化展望

年份	油		天然气		煤		核能		可再生能源		合计	
	×10 ¹⁵ BTU	%	×10 ¹⁵ BTU	%	×10 ¹⁵ BTU	%	×10 ¹⁵ BTU	%	×10 ¹⁵ BTU	%	×10 ¹⁵ BTU	%
1995	13.1	9.4	22.2	15.9	50.7	36.4	23.3	16.7	30.1	21.6	139.4	100
2000	14.3	9.0	28.1	17.7	57.9	36.5	24.7	15.6	33.8	21.3	158.7	100
2005	15.8	8.8	35.2	19.7	64.3	36.0	25.0	14.0	38.6	21.6	138.9	100
2010	17.5	8.8	42.8	21.6	71.2	35.9	24.9	12.5	42.4	21.3	198.6	100
2015	19.5	8.9	50.9	23.3	79.3	36.2	23.3	10.6	46.0	21.0	218.9	100
2020	21.6	9.0	59.5	24.8	86.9	36.3	21.3	8.9	50.2	21.0	239.6	100

注:1BTU=262cal。

资料来源:美国 EIA(能源信息局)世界能源概况,1998 年。

火力发电使用的燃料中,煤炭价格较低且产量丰富。但燃煤对大气污染远大于燃油和燃气。因此在对环境要求愈来愈高的今天,有天然气资源的国家和进口天然气的国家,效率高的燃气-蒸汽联合循环机组得到了快速发展;有煤资源的国家和进口燃煤的国家,正在大力发展高效超临界机组和洁净煤发电技术,包括常

压流化床燃烧技术、增压流化床联合循环和整体煤气化联合循环发电技术。

蒸汽动力发电在长期发展中,不断完善,是最为成熟和可靠的发电技术,预计在今后发展中将在提高可靠性、运行经济性和不断完善环境保护措施的同时,继续在火力发电中占据主要地位。

ruli fadianchang

火力发电厂 (fossil-fired power plant; thermal power plant)

利用化石燃料燃烧释放的热能发电的动力设施,包括燃料燃烧释热和热能电能转换以及电能输出的所有设备、装置、仪表器件,以及为此目的设置在特定场所的建筑物、构筑物等附属设施。

简史 1875年世界上出现了第一个供弧光灯照明用的法国巴黎北火车站电厂,而第一批公用火电厂当数1882年1月在英国伦敦建成的霍而蓬高架路电厂,同年7月在中国上海南京路江西路转角处建成的发电厂(见中国第一座发电厂)以及9月在美国纽约建成的珍珠街发电厂。此后俄国彼得堡、德国柏林等地相继建成了电厂,火电厂在世界各地得到了发展。火电厂发展初期,均用低压直流发电机,由蒸汽机带动,容量都很小,直到19世纪末汽轮机取代蒸汽机以及交流输电技术得以发展之后,火电厂的发展才具备了坚实的技术基础。电力工业的早期,价格较低的水电占有相当大的比例,30年代后期,特别是第二次世界大战后,火电技术有了巨大发展,50年代后期燃料价格相对降低,更促使火电厂在很多发达国家得到了极大发展。到70年代,火电厂已成为最主要的电源型式,火电厂发的电,就全世界范围讲约占76%(1973年)。此后,由于核电技术的成熟和核电的发展,这一比例有所降低,但仍占很大比例。据1995年统计,全世界发电量13097.664 TW·h(装机总容量3058.394 GW);核电发电量为2267.791 TW·h,约占17.3%;火电发电量为6249.317 TW·h,约占62.98%;水电发电量为2532.516 TW·h,约占19.34%。

类型 根据动力设备的类型,火电厂可区分为蒸汽动力发电厂、燃气轮机发电厂和内燃机发电厂。其中蒸汽动力发电厂占据主要地位,它提供的电能占火电厂提供电能的大多数,但燃气轮机发电厂的比例正逐步增加。按使用的燃料,火电厂常区分为燃煤、燃油、燃气等几种类型。对一个国家或地区,火力发电燃料构成主要取决于资源和能源政策。中国火力发电以燃煤为主,1997年资料,煤电为94.72%,油电为4.53%,燃气占0.75%。

蒸汽动力发电厂 在现代主要是汽轮机发电厂,其主要动力设备是锅炉、汽轮机、透平发电机以及有关辅助设备、配电装置等。燃料在锅炉中燃烧放热,将给水加热成蒸汽,蒸汽在汽轮机内膨胀使热能转换为转子转动的机械能,再通过发电机转换成电能,由配电装置分配传送给用户或输入地区电力网。汽轮机排汽进入凝汽器被冷凝成水,由凝结水系统经低压加热器送入除氧器,再经给水泵通过高压加热器送回锅炉,借以实

现连续不断地生产电能。根据汽轮机的型式,汽轮机发电厂又可分为凝汽式电厂和热电厂两类。前者只向用户供给电能,进入汽轮机的蒸汽基本上都排入凝汽器凝结;后者除供给电能外还利用汽轮机排汽或中间级抽汽向用户供热。后一生产方式也称热电联产,它比分别在凝汽式电厂生产电能和在地区锅炉房中生产热能可更充分地利用燃料,有很高的经济效益。随着火电技术的发展,蒸汽参数不断提高,为充分利用电厂公用设施以降低电能成本,汽轮发电机组的单机容量、单个电厂的装置容量也得到了很大发展。目前运行中的最大汽轮机组容量为1300 MW(美)。凝汽式电厂的效率可达35%~45%。

燃气轮机发电厂 用燃气轮机带动发电机的火电厂。现阶段以使用液体或气体燃料为主。主要设备有燃气轮机(压气机和燃气透平)、燃烧室、发电机,以及燃料喷射泵、各种换热器和冷却装置。进入燃气透平的燃烧室后的介质温度因材料而异,目前可高达1430℃,个别实验装置达1500℃左右,这在一定程度上改进了燃气轮机装置的效率。燃气轮机的单机最大功率已达260 MW。燃气轮机起动快,2~20 min即可带满负荷,因此燃气轮机发电厂适用于承担系统尖峰负荷。简单循环的燃气轮机发电厂的效率一般约为26%~35%,先进的高温燃气轮机组甚至可达40%;如利用废热排热于供热,经济性还可提高。燃气轮机体积小,重量轻,系统简单,冷却水需求量少,污染物排放少,建厂投资省、工期短,所有这一切条件促使燃气轮机发电厂在近20年里有了很大的发展。

由燃气轮机和汽轮机联合组成燃气-蒸汽动力装置的火电厂,也称燃气-蒸汽联合循环电厂,效率可提高到42%~60%,当采用供热式汽轮机时,燃料利用率可高达85%。由于它的效率高,环保性能好,因此得到了很大的发展。

内燃机发电厂 用内燃机作原动机的发电厂 使用液体燃料。主要设备为内燃机、发电机,以及油泵、油罐、空压机、加热和冷却设备等。现阶段用于发电的内燃机主要是柴油机,汽油机和煤气机很少。柴油机体积小,重量轻,起动快(一般只需60~90 s),效率高(40%~50%),且系统简单,建厂投资少、工期短,但燃料价格昂贵,电能成本较高,故多用于少煤缺水的边远缺电地区,或用作工矿企业的紧急备用电源。功率25~150 kW的柴油发电机组可布置在汽车车厢(或半挂车)内,构成移动电站。固定式柴油机发电机组的功率一般也不大,单机功率多为5~15 MW,特大型柴油发电机组功率可达68 MW。

截止1998年年底世界主要火力发电厂(容量3000 MW及以上)列于下表中。

1998 年底世界主要火力发电厂 (3000 MW 以上)

序号	电 厂 名 称	国 家 (地区)	拥有企业	装机容量 (MW)	装机台数 台数×MW	燃料	投运年份
1	苏尔古特二厂 (Сурутуган-2)	俄	统一电力系统公司	4800	6×800	天然气	1988
2	川越 (Kawagoe)	日	中部电力	4700	2×700 2×1650(CC)	LNG	1989 ~1997
3	台中	台湾	台电	4680	8×550 4×70(GT)	煤 气	1991 ~1998
4	鹿岛 (Kashima)	日	东京电力	4400	4×600 2×1000	重油	1971 ~1973
5	巴尔哈托夫 (Belchatow)	波兰		4320	12×360	褐煤	1980
6	肯达尔 (Kendal)	南非	ESKOM	4116	6×686	煤	1988
7	青山	香港	青山电力	4110	4×350 4×677.5	煤 (油)	1982 ~1989
8	横滨 (Yokohama)	日	东京电力	4025	5×175 1×350 2×1400(CC)	重油 LNG	1962 ~1998
9	南蒂柯克 (Nanticoke)	加拿大	安大略水电局	4096	8×512	煤	1972
10	埃基巴斯图兹一厂 (Экибастульская-1)	哈萨克斯坦		4000	8×500	煤	1980 ~1984
11	马丁巴 (Matimba)	南非	ESKOM	3990	6×665	煤	1987 ~1991
12	知多 (Chita)	日	中部电力	3966	2×375 1×500 3×700 4×154(GT)	重油 LNG	1966 ~1996
13	德拉克斯 (Drax)	英	National Power	3960	6×660	煤	1974
14	帕里什 (Parish W. A.)	美	Houston Power & Light	3953	8	煤, 油, 气	1958
15	兴达	台湾	台电	3942	4×520 3×440(CC) 2×276(GT)		1998
16	雷夫津 (Рефтинская)	俄	统一电力系统公司	3800	6×300 4×500	煤, 油	1970 ~1980
17	袖浦 (Sodegaura)	日	东京电力	3727	1×600 3×1000 1×127(GT)	LNG	1974 1993
18	拉塔博 (Lathabo)	南非	ESKOM	3708	6×618	煤	1986 ~1990
19	邦巴功 (Bang Pakong)	泰国	EGAT	3675	8	油, 气	
20	图图卡 (Tutuka)	南非	ESKOM	3654	6×609	煤	198. ~1990
21	姉崎 (Aegasaki)	日	东京电力	3600	6×600	油, LNG	1967 ~1979
22	扎波罗热 (Запорожская)	乌克兰		3600	4×300 3×800	油, 煤, 气	1972
23	乌戈列哥尔斯克 (Угледорская)	乌克兰		3600	4×300 3×800	油, 煤, 气	1972

续表

序号	厂名	国家 (地区)	拥有企业	装机容量 (MW)	装机台数 台数×MW	燃料	投运年份
24	科斯特罗姆(Костромская)	俄	统一电力系统公司	3600	8×300 1×1200	气	1968 ~1980
25	马特拉(Matla)	南非	ESKOM	3600	6×600	煤	1979 ~1983
26	杜瓦(Duvha)	南非	ESKOM	3600	6×600	煤	1980 ~1984
27	舍雷尔(Scherer)	美	Georgia Power	3564	4	油,煤	1982
28	鲍温(Bowen)	美	Georgia Power	3490	2×700 2×880	油,煤	1971 ~1975
29	吉布桑(Gibson)	美	Cinergy	3340	5×668	油,煤	1975 ~1982
30	苏尔古特-1(Сургутская-1)	俄	统一电力系统公司	3324	14×210 2×180 2×12	气	1972 ~1986
31	芒罗(Monroe)	美	Detroit Edison	3280	4×820	油,煤	1971 ~1974
32	广野(Hirono)	日	东京电力	3200	2×600 2×1000	气,油	1980 ~1993
33	科尔德曼(Cordemais)	法	FDF	3020	5	油	1970
34	哥尔达里印斯克(Сырдарымская)	乌兹别克		3000	10×300	气	1972
35	保宁(Poryong)	韩国	韩电	3000	6×500	煤	1998建成
36	克里耶尔(Kriel)	南非	ESKOM	3000	6×500	煤	1976 ~1979

注:GT—燃气轮机;CC—燃气-蒸汽联合循环;LNG—液化天然气。

n.c. fadianchang huanjing jiance

火力发电厂环境监测 (environmental monitoring of fossil-fired power plant) 间断或连续地测定火力发电厂生产运行期间向环境(主要是大气和水体)排放的污染物的浓度,观察其变化和影响,研究、分析环境质量现状和变化趋势的整个工作。工作内容一般包括布点采样、分析测试、数据处理、综合评价及对策建议等5个环节。环境监测是科学管理环境的基础,通过监测所得到的大量的不同地区的环境污染数据,是判定和贯彻实施各种环境保护法规和标准的基础。通过监测数据,还可验证和建立环境污染模式,科学地预测预报污染发展趋势,进而采取预防措施,为工农业生产和保护人民健康服务。

环境监测分类 按监测目的可分为3种:①监视性监测:监测环境中已知污染物现状、变化趋势,判断环境质量状况。评价环境污染治理措施的效果,判断环境质量标准实施情况等。为此要建立各种监测网络,如大气污染监测网,水体污染监测网等,据此可得到一个城市、一个省、一个区域及全国甚至全球的污染现状和发展趋势。②事故性监测:对事故性污染进行有针对性

的监测。这种监测可采取各种有效的监测手段,如车船的流动监测,飞机空中遥测等,以确定污染的范围及危害程序,便于采取控制措施。③研究性监测:研究确定污染物从污染源到受体的运动过程,鉴定环境中需注意的或新出现的污染物等。

监测项目的选择 环境中的污染物种类繁多,不可能全部进行监测,确定优先监测污染物的原则是:①反映环境污染程度的综合指标,如水体质量监测中的pH值、溶解氧(DO)、化学耗氧量(COD)和生物需氧量(BOD)等;②对环境影响大或者说危害较大的污染物;③已有可靠的监测方法并能获得准确数据的污染物;④已有环境标准或规定为依据的项目,如SO₂、NO_x等;⑤在环境中的含量较高,接近甚至超过环境标准,或者污染趋势明显上升的污染物;⑥样品有广泛的代表性,如利用某些对酸雨敏感的植物叶片上出现的伤害斑状,对酸雨影响作定性定量判断,比监测个别大气样品更具有代表性。

火电厂环境监测重点是污染源监测,包括灰水、工业废水、生活污水和脱硫废水,烟气中SO₂、NO_x、烟尘和烟气量以及除尘效率、脱硫效率等,灰渣及其浸出

物,噪声(厂区环境噪声和厂界噪声),以及厂区及主要设备、主要输电干线的电磁污染等。

质量保证 环境是区域性或全球性的,环境监测也是区域性或全球性的,数据要能互相参比。环境监测数据必须具备5个特性:①准确性,即测量值与真值要尽可能地接近;②精确性,测定值的重现性较好;③完整性,按预期或计划目标所获取的有效数额足够多;④代表性,所得到的数据有时间、空间代表性;⑤可比性,所得到的数据在规定的条件下应能互相参比。为此,在环境监测中不仅要使用统一的技术标准或规范,还必须自始至终地有一个完整的质量保证体系,以避免由于错误的监测数据造成环境保护规划、治理等方面的失误。质量保证主要包括:①合理的监测计划,如正确地选择采样方法、样品处理和保存方法、分析方法和基准物、审查数据处理及结果等;②分析测量系统保证,包括实验室供应(蒸馏水、电、通风等)、仪器选择和校准、器皿的选择、洗涤和校准、试剂的选择、提纯和检验、标准溶液的配制和标定等;③内部质量控制,包括空白试验、校准曲线核查、仪器设备标定、平行样分析、加标样分析等,使用最方便的是质量控制图;④外部质量控制,对分析测试系统进行现场评价,分发标准物样品进行实验室间比较、分析方法比较、分析人员之间比较等。

中国火电厂环境监测分三级管理:国家电力公司环境监测总站、省电力环境监测中心站、厂监测站。1987年原水利电力部颁布了《火电厂环境监测条例》,在此基础上,1991年原能源部颁布了《火电厂环境监测技术规范》。1996年原电力工业部又颁发了《火电行业环境监测管理规定》。

5.3 Jialichang huanjing yingxiang

火力发电厂环境影响 (environmental impact from fossil-fired power plant)

指火力发电厂在建设过程中和建成投产后对附近地区环境所造成的影响。大型火电厂占用土地,使用一次能源和水资源,排放废气、废水和废渣,给环境带来一定的影响。例如一座2400 MW燃煤电厂,厂区占地60~80万m²,厂区外灰场占地约200万m²。而且每年需消耗约750万t煤,5000~7000万m³的补给水(采用循环供水系统),3万m³的助燃油。即使以煤中含硫量1%和除尘效率99.5%计,每年排放的SO₂也有14万t,飘尘0.68万t,NO_x7万t,灰渣180万t左右。补给水有相当部分是变成废水排放的。另外,还有约55%的热量(相当每年400多万t煤的燃烧热量)作为废热由循环冷却水带出排放。因此,火电厂给厂内环境、当地环境、地区环境,甚至全球环境都会带来一定的不良影响。

• 292 •

烟气污染物排放 烟气中的粉尘、硫氧化物和氮氧化物通过高烟囱排入大气。这些一次污染物通过在大气中的迁移、转化生成二次污染物,会给环境造成更大的危害。

飘尘 未被除尘器捕集下来的粉尘,粒径小于10μm,能长期飘浮在大气中,并作长距离传输。排放量视除尘效率而定。尘粒内部为铁/铝硅酸盐玻璃体,其表面沉积有硫酸盐,并富集多种微量金属元素和有机化合物。从而大大增加了飘尘的毒性。飘尘通过自然沉降或受雨雪冲刷进入生态系统。许多微量元素是植物或动物生命所必需的,但如果超过某一浓度值时,就会毒害动植物。在实际工作中,通过安装高效除尘器,做好建设前的环境影响评价以及运行中的监控,就能把飘尘的危害减至最小。

硫氧化物(SO_x) 主要是SO₂和少量的SO₃。SO₂在大气中被光化学氧化剂(O、OH、HO₂等)氧化成SO₃,最后变成硫酸盐微粒。硫酸盐的毒性比SO₂大,能传输到几百km以外,通过自然沉降或雨雪冲刷进入生态系统,引起危害。

氮氧化物 发电厂排放的氮氧化物主要是一氧化氮和少量的NO₂及N₂O,通常NO_x含义是指NO、NO₂。氮氧化物最重要的影响是它参与光化学反应,形成光化学烟雾和吸收电磁波,最后在大气中形成硝酸盐,降低天空的亮度以及远处物体的反差,并有害于人体身心健康,特别是呼吸系统。有时候,排入大气的NO_x全部转化成硝酸或过氧酰基硝酸盐,通过沉降进入生态系统。一氧化氮对酸雨的形成和生态系统的影响已日益显著。N₂O在大气中的寿命为150年,在对流层中,它在化学上是惰性的,一旦进入平流层,则在太阳紫外线光解作用生成的产物能对臭氧层起破坏作用(见臭氧层破坏)。同时,N₂O也被认为是主要“温室效应”气体之一。

酸雨一般被认为是工业排放的SO₂和NO_x所造成的,当然火电厂的排放是原因之一。酸雨对环境的影响依受纳水体、土壤和森林的环境化学而定(见酸雨)。

二氧化碳 它在大气中的寿命为50~200年,被认为是造成全球气温升高的“温室效应”气体中的主要气体。

一氧化碳(CO) 在缺氧条件下不完全燃烧的产物。在正常燃烧条件下,排烟中一氧化碳浓度非常低,一般为20mg/m³左右。一氧化碳是高毒性物质,能与血红蛋白结合,损害它的输氧能力,严重时导致缺氧死亡。

碳氢化合物(C_mH_n) 煤、油等不完全燃烧的产物,其中有些物质有致癌作用,如苯并(a)芘[B(a)P]等。中国燃煤电厂飞灰中,苯并(a)芘含量很低,在0~

10 μ g/kg 范围内。

温排水和废水排放 火电厂排水有直流冷却系统的温排水、闭式(循环供水)冷却系统冷却塔的排污水、补给水化学除盐系统和凝结水处理系统的酸、碱废水、煤场雨排水、灰场排水、锅炉启动和运行期的化学清洗废液等。另外,施工期还有少量的废水排放。直流冷却系统的排水会引起水体热污染(见水体热污染防治)。其它工业废水含有废酸、废碱、悬浮物、油、氟、砷等重金属,排入水体均会造成不同程度的污染(见废水处理)。

另外,闭式循环冷却系统中的冷却塔或冷却水池,在水的蒸发过程中,随水的蒸发,水汽从冷却塔顶部排出,并向周围扩散造成局地大气能见度下降。随水滴携出的少量盐分会沉积在附近植物上,危害作物生长。在冬季寒冷气温下还会造成附近地面结冰,危害交通。

灰渣 由于技术经济原因,电厂的大量灰渣还不能全部加以利用,因此,必须有灰渣场。灰渣中含有硅、铝、铁、钙、镁等多量元素和砷、铬、镉、铅等微量元素。这些物质经水浸泡和雨淋,均会不同程度地溶入水中,灰水排入地表水体或渗入地下水均会污染水体。因此,灰场排水需经处理达标排放或回收再利用(见灰水处理),而灰场的选址和设计必须注意防渗,必要时采取防渗措施。除此以外,干灰在运输和堆放过程中如不及时喷水润湿,或灰渣场表面未被水覆盖,均会引起粉尘飞扬,污染环境。

噪声 火电厂是一个噪声源相对集中、噪声辐射量大、噪声种类繁多的场所。噪声水平随工作场所不同而不同,一般在 85~130dB(A),锅炉排汽噪声高达 114~170dB(A)。另外,施工中也会有一定的噪声。这些对厂内、厂外环境均会造成影响(见噪声控制)。

煤尘 煤场是一个重要的污染源。煤场向大气散发煤尘污染空气。据调查,储存容量为 32000 t 的煤场散发的煤尘为 0.003~0.005 t/d。煤场作业(卸煤、堆煤、输煤等)800 t/d 的煤场散发的煤尘为 0.40~0.35 t/d。煤尘中含有砷、镉、铬、镍、锰、铅、钒等有害微量元素。煤场排水(主要是降雨通过煤堆排出的水)中含有的固体悬浮物、金属元素、氯化物和硫酸盐,是造成地面水和地下水污染的主要因素。煤堆自燃也会污染空气。这些环境问题可通过煤场的设计和布置加以解决(见煤场排水处理)。

煤场的煤堆、卸煤沟、输煤皮带以及室内的碎煤机、分筛机、输煤皮带和磨煤机等处均存在煤尘飞扬问题。特别是燃用低质煤时,问题就更加严重。环境调查表明,煤场空气中的煤尘浓度达 0.1~6.8 mg/m³。目前要全部收集控制这类煤尘还相当困难,可采取的措施是,把输煤皮带转换处、碎煤机、筛煤机等设备加以封闭,并安装集尘系统,把煤尘收集下来,返回煤仓或粉仓。

其他环境问题 火电厂建设和运行期的其他环境问题有:

地域环境 建设火电厂需占用大面积土地。地面表层被破坏可能导致土壤侵蚀而污染地表水体,或者破坏当地自然及人工景观、稀有植物、动物等等。这些问题应在选址和设计阶段加以研究和论证。

石棉 石棉制品是电厂建筑材料之一,特别是用于保温。石棉纤维是致癌物质,能诱发肺癌、间皮瘤等疾病。防治的办法不用石棉制品,而用其他合适的无毒的材料代替。

溶剂 发电厂的运行和维修中需使用如苯、石油类溶剂、四氯甲烷、联氨等,这些物质具有毒性。对这些化学溶剂的储存、搬运、操作应遵循有关安全规程的规定。

为了消除或减轻火电厂对环境的影响,许多国家规定在建厂之前进行环境影响评价工作,对三废排放给当地水体、大气、土壤和生物带来的影响程度做出定性或定量的评估,并对厂址选择、厂区布置、污染控制措施等提出建议和意见,作为上级环保部门审批工程项目的依据。设计单位在设计中,对设备选型、设备布局、排放控制技术选用等方面做出有利于消除或减少环境污染的设计。电厂投运后应加强排放监测,消除超标排放。

huoli fadianchang jingji xing

火力发电厂经济性 (fossil-fired power plant economics) 指火力发电厂从工程建设开始,至项目经营期结束,在投入和产出方面所体现出的整体经济效益水平。项目的整体经济效益反映为投资回报水平和还贷能力,主要指标有资本金内部收益率、全部投资内部收益率、财务净现值等,它主要取决于发电市场情况及上网电价水平。火力发电厂的经济性,要通过工程国民经济评价和工程财务评价来评定。

发电厂要有经济效益,首先要有电力市场,其次上网电价要有竞争力。电力市场受供求关系的影响,供不应求时,电力市场就可能有垄断,供过于求时,电力市场就存在竞争,其主要表现为电厂年利用小时,目前参考水平为 5000~5500 h。年利用小时越高,电厂的经济性越好。

上网电价主要由折旧费及财务费用(即利息)、运行成本(主要包括燃料费用)、销售税金及销售利润组成。折旧费及财务费用直接受发电工程造价和融资成本决定,只要降低发电工程造价,降低融资成本,就能

降低折旧费及财务费用,从而达到降低上网电价的目的。运行成本包括燃料费、用水费、材料费、工资及福利费、修理费、其他费用等,降低煤耗及煤价、节约用水、减少运行人员,就能降低运行成本,同样达到降低上网电价的目的。

从长远来看,竞价上网是必然趋势。只有全过程控制成本,降低工程造价,降低运行成本,从而降低上网电价,最大限度地占有市场,才能有最佳的发电厂经济性。

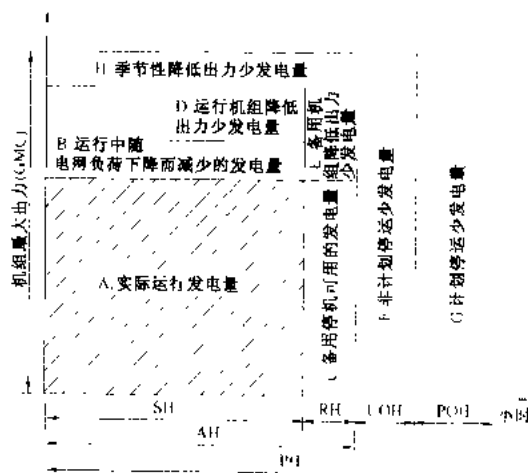
火力发电厂可靠性管理

火力发电厂可靠性管理 (power plant reliability management) 对表征发电设备使用可靠性的若干指标进行统计、分析和评价,以指导设备在寿命周期内的运行、维修、改造直至报废全过程的管理工作。是对设备的可靠程度由定性化管理转向定量化管理的体现,是现代化设备管理的重要组成部分及电厂生产管理的中心内容。

发电厂可靠性指标 发电设备可靠性指标是指一个部件或一个系统在规定时间内和一定条件下完成预定功能的能力,它建立在组成电厂各设备的可靠性基础之上,对一台机组来说是以统计时间(PH)为基准的表示机组所处状态的各种性能指标(或称术语)来表征,见机组状态图和性能指标表所示。

在上述图、表中:GMC为机组核定的额定出力;PH为统计期(年)日历小时数;SH为机组处于运行状

态的小时数;AH为机组可用状态小时数;RH为机组备用停机状态小时数;POH为机组处于计划停用状态



机组状态图

的小时数;UOH为机组处于非计划停运状态的小时数。UOH又可分为五种情况:第一类(UOH₁)为需立即停用(包括不能按规定时间启动和启动失败);第二类(UOH₂)指可短暂延时(6h以内)的停用;第三类(UOH₃)可延时6h以上,但需在周末前的停用;第四类(UOH₄)为可延时到周末以后,但需在下次计划停用前的停用;第五类(UOH₅)为超过计划停用期限的延长时间的停用,以上前三类的非计划停用均为强迫停用,以FOH表示。

表征机组可靠性的性能指标

编号	项目名称	符号	计算公式
1	运行系数(%)	SF	$SF = \frac{SH}{PH} \times 100$
2	可用系数(%)	AF	$AF = \frac{AH}{PH} \times 100$
3	计划停用系数(%)	POF	$POF = \frac{POH}{PH} \times 100$
4	非计划停用系数(%)	UOF	$UOF = \frac{UOH}{PH} \times 100$
5	出力系数(%)	OF	$OF = \frac{\text{运行期机组实际的发电量}}{SH \times GMC} \times 100$
6	强迫停用率(%)	FOR	$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} \times 100$
7	利用系数(%)	GCF	$GCF = \frac{\text{统计期机组的发电量}}{PH \times GMC} \times 100$
8	非计划停用率(%)	UOR	$UOR = \frac{UOH}{SH + UOH} \times 100$

续表

编 号	项 目 名 称	符 号	计 算 式
9	等效降低出力小时(h)	EUNDH	$EUNDH = \frac{\sum DT}{GMC}$ 即一台机组处于计划、非计划降低出力和降低出力备用情况下少发的电量,折合成相当于按额定容量下的停用小时数。 式中 D_i 为统计期内机组各次降低出力数, T_i 为各次降低出力的运行和备用时间
10	降低出力系数(%)	UDF	$UDF = \frac{EUNDH}{PH} \times 100$
11	季节性降低出力系数(%)	SDF	$SDF = \frac{\text{等效季节性降低出力小时(ESDH)}}{PH}$ 机组等效季节性降低出力小时为季节性降低出力数,乘以降低出力运行小时,再除以机组的额定容量
12	等效可用系数(%)	EAF	$EAF = \frac{AH - (EUNDH + ESDH)}{PH} \times 100$
13	等效强迫停用率(%)	EFOR	$EFOR = \frac{FOH + 1,2,3 \text{ 类非计划降低出力等效停运小时之和}}{SH + FOH + 1,2,3 \text{ 类非计划降低出力备用等效停运小时之和}} \times 100$
14	计划停运间隔时间(h)	MTTPO	$MTTPO = \frac{SH}{\text{计划停运次数}}$
15	非计划停运间隔时间(h)	MTTUO	$MTTUO = \frac{SH}{\text{非计划停运次数}}$
16	计划停运延续时间(h)	MPOD	$MPOD = \frac{POH}{\text{计划停用次数}}$
17	非计划停运延续时间(h)	MUOD	$MUOD = \frac{UOH}{\text{非计划停用次数}}$

表征机组可靠性的指标,还可有其他一些指标,如不可用系数(UF)、故障率(λ)、平均修复时间(MTTR)等。最常用指标为可用系数(AF)、等效可用系数(EAF)和强迫停用率(FOR)等。

可靠性的评价与应用 可靠性理论和技术的形成,首先是在军用电子工业领域,以后逐渐扩展用于各工业企业。从根本上来讲,可靠性管理是全面的设备安全管理和质量管理,它除了可促进电厂提高设备管理水平,合理安排发电设备的检修计划(包括状态检修),保证检修质量和运行质量外,也是设备的制造质量、设计及安装质量的体现。因而对同类和不同类型各种机组的可靠性评价,是选择设备、设计方案及编制系统发展规划,进行技术经济比较的重要内容之一。当将可靠性与经济性评价联系在一起之后,更可清楚地看到对设备的取、舍和维修改造的必要性等。

60年代中期工业发达国家的电力工业已引用了可靠性管理技术。1965年美国东北部电网大停电以后,作为重要对策之一,是于1968

年成立了国家电力可靠性协会(National Electric Reliability Council,简称NERC),协调各电力企业经济技术政策,制订各项可靠性准则。1980年,加拿大、墨西哥部分地区电网也加入该协会,改称北美电力可靠性协会。世界能源委员会(WEC)设有“火电厂可用率技术委员会”,交流和总结火电厂可靠性管理的经验。1977年美国能源部成立以后,大力在火电厂中推行可用系数管理,一些著名制造厂家都参加了提高火电厂可靠性的活动并公认已取得了很好的经济效益。

据北美电力可靠性协会(NERC)统计,1993~1997年该地区燃煤机组的等效可用系数(EAF)、等效强迫停用率(EFOR)的数据如下:

1993~1997年北美地区燃煤机组等效可用系数和等效强迫停用率表

机组容量(MW)	100~199	200~299	300~399	400~599	600~799	800~999
EAF%	84.34	83.66	80.65	80.50	84.06	84.68
EFOR%	6.36	6.32	8.86	8.33	6.71	6.21

中国电力工业可靠性管理的建立,也是从火电厂可靠性开始,并定期发布了各大型机组可靠性的统计

结果,取得了一定的交流与促进效果。据统计,中国燃煤机组 1998 年及 1999 年的 EAF 和 EFOR 的数据如下:

1998~1999 年中国燃煤机组等效可用系数和等效强迫停用率表

时间	机组容量 (MW)	100	125	200	300	350	500	600
1998 年	EAF%	92.48	92.82	89.24	87.04	90.38	84.09	81.17
	EFOR%	0.94	1.00	2.06	3.25	1.02	3.34	7.69
1999 年	EAF%	93.01	92.58	89.77	89.43	90.38	80.72	84.77
	EFOR%	0.67	1.01	1.91	2.26	1.85	6.59	2.34

火力发电厂排放的污染物

(pollutants emitted from fossil-fired power plant)

火力发电厂生产过程中随废气、废水、废渣排入环境,使环境的正常组成和性质发生变化而有害于生态系统的物质。某种物质是否有害于生态系统,除与其本身的性质有关外,还必须在特定的环境中达到一定的浓度,并持续一定时间。电厂温排水和噪声对环境也会产生污染(见水体热污染防治、噪声控制)。火电厂排放的污染物种类繁多,其中大多数来自燃料本身,其次来自生产过程中使用的化学添加剂以及设备腐蚀产物。这些物质随废气、废水和废渣排入环境,并在环境中迁移转化,参与各种环境化学过程和物质循环过程,造成环境污染,影响生态平衡。随废渣排入环境的污染物除了刮风吹起的扬尘外,随输灰和处置方式不同,灰中可溶物质遇水溶解,然后随水进入环境,污染地表水或地下水。因此,发电厂产生的污染物质主要是通过废气和废水排入环境的。

随废气排放的污染物 废气主要是锅炉排烟,其中含有粉尘、硫氧化物、氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳、碳氢化合物、微量金属等污染物质。

粉尘 除尘器不能收集而排入大气的小于 $10\mu\text{m}$ 的煤灰颗粒,表面带有硫酸盐、微量金属和有机化合物,有些是致毒、致癌的物质。被人吸入后能刺激呼吸系统,导致气管炎、哮喘、肺气肿和肺癌等疾病,刺激眼睛使结膜发炎;还降低大气能见度。

硫氧化物 主要是 SO_2 和少量 SO_3 ,它们对人的眼睛和肺以及植物的叶片带来损伤。浓度高的 SO_2 造成呼吸系统疾病甚至死亡,使农作物减产或植被枯萎。在大气中与雾、飘尘等发生化学反应形成硫酸烟雾,其毒性比 SO_2 大 4~20 倍,危害性特大。 SO_2 氧化为 SO_3 与水结合成硫酸雾,会腐蚀金属器物,并造成酸雨。

氮氧化物 烟气中含有 NO 、 NO_2 、 N_2O ,但主要是 NO ,在大气中它很快地氧化成 NO_2 。 NO_2 通过光化学

反应生成 NO 和 O_3 ,亦会与大气中的 OH 离子反应而形成硝酸。二氧化氮的毒性比一氧化氮大 4~5 倍。氮氧化物比较难溶于水,因此对上呼吸道黏膜的刺激性

不太明显。但是,当人感到不舒服时,吸入量已达危险剂量。另一个危害是在光化学烟雾的形成过程中,氮氧化物起着重要的作用,它也是酸雨的主要成分之一。

一氧化碳 是高毒性物质,它与红血球结合,损害红血球输氧能力,导致缺氧而死亡。

二氧化碳 在当前的排放浓度下,未发现对人群有明显的生理影响,但它被认为是造成全球气温升高的温室效应的气体之一。

碳氢化合物 煤炭或其他燃料燃烧时会产生多环芳烃这一类的碳氢化合物。其生成量同燃烧温度和燃烧设备等因素有关。研究表明大型锅炉产生量虽不大,但其中苯并(a)芘是致癌物质。

随废水排放的污染物 有酸碱、油脂、悬浮物、有机物、富营养物和微量元素等六大类。

酸碱 废液的酸碱度用 pH 值表示, $\text{pH} > 7$ 为碱性, $\text{pH} < 7$ 为酸性。发电厂煤场、灰场的排水、离子交换树脂再生废液、设备酸洗废液等是其来源。酸碱对水体的危害是使水体水质逐渐酸化或碱化,降低水体自净能力,使水中生态系统发生变化,使船舶及水下构筑物发生腐蚀等(见化学清洗废液处理、酸碱废水处理)。

油脂 燃油、机器润滑油等混入生产用水中成为油污水。油污水进入水体后,使水体溶氧减少,对水生生物影响极大,特别对鱼类,轻则使鱼肉带有异味,重则影响鱼类的生长繁殖,或导致死亡(见油污水处理)。

悬浮物 电厂排水中的悬浮物主要是煤尘、飞灰及不溶盐类。煤尘及飞灰含有多种微量元素和重金属,它们不但使水的浑浊度增高,而且沉积在水底淤塞水道,危害水体底栖生物的繁殖,影响渔业生产。

有机污染物 主要来自生活污水和用有机酸酸洗设备的废液。这些物质可通过微生物的生物化学作用而分解,在分解过程中需要消耗水中溶氧。因此,又称为需氧污染物。通常用五日生化需氧量(BOD_5)表征它的相对含量。它的危害是造成水中溶氧减少,影响鱼类和其他水生生物的生长。当水中溶氧耗尽后,这些有机物将转入厌氧分解,产生硫化氢、甲烷等有毒气体,并使水体发臭。

富营养污染物 氮和磷是植物的营养物质,发电厂某些废水(如生活污水、冷却塔排污、锅炉排污等)中含有一定量的磷和氮,这些物质进入水体会引起某些

藻类和浮游生物迅速繁殖,水体溶氧下降,水质恶化,鱼类及其他水生生物大量死亡。

微量元素 锅炉排出的烟尘、煤屑、灰场排水、受热面内外侧清洗废液等均含有微量元素。由于燃料,特别是燃煤品种繁多,形成的地质结构及年代不同,所含微量元素的种类和浓度亦不同。但其中主要的有砷(As)、镉(Cd)、铍(Be)、铬(Cr)、铅(Pb)、硒(Se)和氟(F)等7种。微量元素会通过环境要素进入食物链而进入生物体内富集和积累。这类物质除能直接作用于人体引起疾病或中毒外,有的可以致癌。

放射性污染物 某些煤种含有少量的 ^{238}U 、 ^{235}U 、 ^{232}Th 以及它们衍生的放射性物质,通过烟气或废水排入环境,造成污染。这些放射性物质主要通过食物进入人体。能引起皮炎、白血病、再生障碍性贫血等严重疾病。

由于使用的燃料、原水、水处理方式、冷却水系统、除灰方式等不同,各个火电厂排放的污染物种类和浓度亦有所差异。因此,必须通过调查研究,评估其种类和浓度,评价其影响。并根据排放标准的要求,采取有效的防治措施。

火力发电厂设计

火力发电厂设计 (fossil-fired power plant engineering and design) 建设火力发电厂必须进行的前期工作,包括可行性研究、初步设计(或概念设计)和工程建设实施阶段的施工图设计。设计工作是电厂建设中的重要一环,对工程质量、进度和投资控制,对工程的经济效益和社会效益起着关键的作用。

设计程序 中国现行大、中型火电厂的基本建设程序是:主管机关先委托有资格的设计机构进行厂址选择、编制初步可行性研究报告,经主管机关会同有关专业部门审查批准后由主管机关上报项目建议书,向国家计划部门申请立项。然后设计部门受代行业主职能的单位委托,编制可行性研究报告,待审查批准后,由项目法人按规定通过主管机关上报可行性研究报告,具体阐明电厂厂址的条件、工程规模、机组容量、燃煤供应、运输方式、环境保护等主要原则,以及资金来源、投资额、上网电价等要点,由国家发展计划委员会或国务院审查批准。与此同时,环境影响报告书需经国家环保局批准。设计部门根据上述批准的文件开展初步设计,并决定工程项目的各项具体技术方案,经项目法人(或其委托单位)批准后,再进行施工图设计。

国际上对火电厂建设程序及阶段的划分,各国规定不尽相同,大体与上述内容相近,分为可行性研究、初步设计(有的是概念设计或基本设计)、施工图设计

等三个阶段。

设计机构 火电厂的设计机构,一般有三种形式,即:由独立的电力工程咨询公司负责设计;由制造厂附设的电力设计机构负责设计;由业主设置的电力设计机构自行负责设计。一般由项目法人通过招投标方式择优选择设计机构。

发达国家多采用独立的工程咨询公司的形式,由业主委托这方面有经验的公司负责设计。实力较强的工程咨询公司,还可承担设备采购、施工管理、调试投产的工程建设全过程工作。

具备成套供应火电设备和工程设计能力的制造厂,可以投标承担设计、施工、调试、投产任务,以“交钥匙”的方式负责整个电厂的设计、建设;承包工程时一般由业主事先委托工程咨询公司完成可行性研究,并提供厂址的自然条件和社会条件。

大型电力企业,有时也拥有本公司的火电设计部门,如法国电力公司(Electricite de France, EDF),日本东京电力公司(Tokyo Electric Power Company, TEPCO)等,由于公司规模庞大,建设任务多,火电设计机构可根据公司的需要和建设标准,进行电厂的概念设计,并审定和汇总各专业制造厂提供的施工图。

中国的火电厂设计,在1997年以前由国家电力部电力规划设计总院下属六个大区电力设计院,及省、市电力局的电力设计院负责。从1998年起,随着电力部的撤销,电力设计院改属国家电力公司和省、市电力公司,成为企业单位。电力设计院今后将向独立的工程咨询公司发展,强调“客观、公正、科学、可靠”和为业主服务,同时也为国家 and 行业管理部门服务。它的业务范围,也将发展到与发达国家的工程咨询公司相同。

设计阶段和内容深度 设计内容按设计阶段划分,主要包括可行性研究、初步设计和施工图。

可行性研究 一般分为初步可行性和可行性研究两个阶段。初步可行性研究主要对多个厂址条件及在电力系统中的地位进行评述。可行性研究则要详细论证电厂建设的必要性,厂址在技术上的可行性和经济上的合理性,落实建厂条件,全面阐明该工程项目能够成立的根据。报告的主要内容包括:电力发展规划中对地区负荷的要求;电厂在电网和电源优化中的优先地位;厂址有关的地形、地质、地震、水文、气象等自然条件;以及煤源、运输、水源、灰场、环境保护、电网连接、出线走廊等和建厂有关的社会条件等。应有详尽的说明和技术经济比较,提出厂区规划、总平面布置、主要工艺系统和主设备的布置方案、土建设计的原则和与有关方面签订必要的协议,以具体确定建厂地址和建设规模。报告还须在上述工作的基础上提出工程投资估算,落实投资来源,确定工程建设周期,按照一定



的投资回收年限和内部收益率,算出发电成本和上网电价。此外,还应提出初步设计需要进一步解决的重大问题。

初步设计 根据审批的可行性研究报告,由设计单位编制具体反映工程项目各项技术原则的初步设计文件。初步设计的内容包括:设计说明书;厂区总布置、各工艺系统、主厂房布置、建(构)筑物的结构、建筑等设计方案及图纸;设备和主要材料清册;施工组织设计大纲;工程概算和有关的技术经济指标。有的国家则是进行与初步设计深度近似的概念设计,它的主要任务是明确各工艺系统的技术要求,初步的布置方案和建筑结构设计准则,经项目法人批准后作为编制设备采购和发包详细设计的技术规范书的依据。

施工图设计 包括工程项目施工过程需要的全部图纸、计算书和设计说明书,有的国家称详细设计。

中国火电厂的施工图设计方式是由有关设备制造厂向电力设计部门提供设备本体有关的图纸资料,由电力设计部门完成施工图设计。只有铁路、码头等委托专业设计部门进行。欧、美、日本等国家的工程咨询公司仅根据设计技术要求的原则,编制设备规范书和承包商招标文件,审查制造厂和承包商的设计文件和图纸,解决专业间的联系配合,负责管道、电缆、控制、厂房建筑、基础的设计,以及承包商不能承担的工作。

设备采购 中国火电厂的设备采购,多由设计部门根据设计文件编制设备规范书,推荐2个以上合格制造厂,由项目法人自行采购或委托有关成套设备公司组织招议标采购,欧美等国则多由业主委托工程咨询公司根据设备规范书进行招标和采购。

设备采购工作,一般分两个阶段。对有关的主机设备,因制造周期较长,在可行性研究报告批准后,就须招标定厂,为初步设计的开展创造条件。辅助设备,则在初步设计审批后采购。

设计管理 为在设计中对各种技术原则能够有所遵循,各国都制订有关的设计标准、规程、规范和导则等文件,各工程咨询公司还编有各种设计规定、手册、守则以及标准设计、典型设计、通用(参考)设计等标准化资料,借以提高工作效率,保证设计质量。在近代设计工作中广泛应用计算机技术,使设计工作发展到一个新的阶段。

中国的火电厂设计起点较晚。50年代初期开始建立独立的设计机构,有关制图、计算均靠人工进行。在此后的二三十年,设计技术逐步发展,并引入了计算机。80年代后期开始广泛应用计算机辅助设计(computer aided design, CAD)和信息管理系统(management information system, MIS)等近代技术,使设计效率、工程质量及管理水平有了很大提高。

ruoli fadianchang shigong

火力发电厂施工 (construction of fossil-fired power plant)

按照合同和设计文件完成火力发电厂全部建筑、机械、电气施工和启动调整试验,达到正常发电,交付运行的全过程,是火电厂建设的最后一道程序。火电厂施工的特点是建筑施工和设备安装的工序交叉多,主厂房设备和管线布置密集,焊接量大,重型构件和大型设备吊装要多工种配合施工。为使工程达到工期短、质量好、工效高、成本低的目标,施工公司应有严密的施工组织和施工管理方法。

施工组织 电厂建设是由设备制造、设计、施工和运行四个方面共同参与的。美、日和欧洲国家有些大的工程公司设有设计、施工和财务、设备采购等管理部门,具有建造火电厂的管理能力,可向业主承包建设工作。承包方式可以是包揽设计、设备采购、施工、调试和运行人员培训的“交钥匙”工程;也可以是承包设计或施工管理的单项工作。公司的施工管理部门配有经验丰富的各专业工程师,组织和领导建筑、安装工程的施工,负责解决各类技术问题,保证工程进度和质量。设备制造厂对自己生产的设备负全责,锅炉、汽轮机、透平发电机和主要辅助设备有的是由制造厂派人到现场安装,有的是派人在现场指导安装和调试。制造厂供应的整件中,小型设备和阀门一般不允许拆开,安装人员仅负责就位安装。

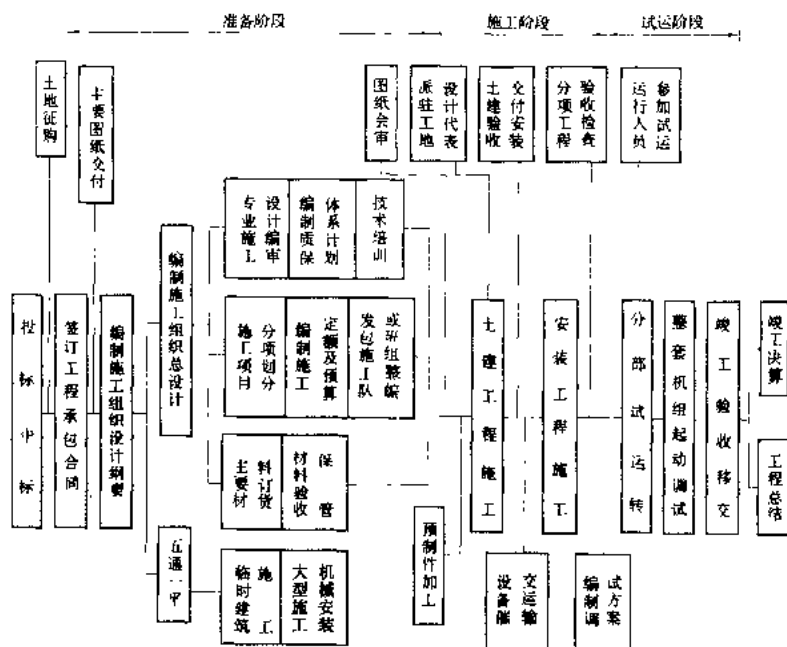
中国曾长期沿用原苏联的管理体制,由业主方成立筹建处负责委托设计、订购设备、工程验收、投资管理和运行人员培训等工作。施工单位是专业的土建公司和安装公司或土建安装合一的综合公司,按照国家下达的计划承包火电厂的施工任务。近年来,随着社会主义市场经济的发展,实行以项目法人责任制为核心内容的“五制”,即:项目法人责任制、招投标制、工程监理制、资本金制、合同制(见综合卷项目法人责任制)。

工程承包单位通过招投标,由项目法人选定。其工作范围,根据工程的具体情况,例如资金来源及贷款方对工程风险分担的要求、项目法人的能力等,可以是设计加设备采购加施工,或是设备采购加施工,或是施工单项;施工单项的范围,可以是工程全部,也可以是工程的一部分。施工单位的职责,是对工程的进度、质量、造价和安全负责。施工单位的工作范围和职责权限,都在工程承包合同中加以明确。

施工管理 从承包任务开始到工程竣工验收全过程的管理工作(见火电施工流程图)。其目的是按照火电厂施工的技术经济规律,运用计划、组织、核算和监督等职能,将全部施工活动,在时间和空间上科学地组织起来,以投入最少的人力、物力、财力,在合理时间内,最大限度地发挥投资效益。施工管理包括质量、计

划、技术、安全、机具、定额、物资、劳动力等业务管理和现场管理。

技术管理 内容包括施工技术责任制、施工组织



火电施工流程图

质量管理 促使施工人员遵照“百年大计,质量第一”的方针,对施工质量负全责。中心则是建立和贯彻GB/T19000—ISO9000 质量管理体系和质量保证系列标准,进行全面质量管理,确保工程质量。同时要加强建设工程质量的监督管理。中国电力基本建设工程质量监督机构分三级设置:原电力部设电力建设质量监督中心总站,各网、省(市、自治区)局设电力建设质量监督中心站;各大、中型火电工程项目设电力建设质量监督站。对重点项目进行质量监督检查,分级把好质量关,促进创建优质工程。

计划管理 以总体工程施工综合进度表为依据,按施工流程、工序衔接、交叉配合等要求和设计、设备、材料、机具、劳动力、资金等各种因素,对土建及安装施工过程的平面顺序、空间顺序和专业顺序统筹考虑,在施工全过程中不断调整和安排各项工程施工综合进度表、月、旬作业计划进度表,使工程有条不紊地进行。

进度表有网络施工进度表、斜线施工进度表和横线施工进度表三种编制方式。

网络施工进度表:即关键路径法,可以形象而明显地找出工程施工的主要矛盾线(即关键路径),便于及时解决问题,保证进度。

斜线施工进度表:一般用于主要单项工程进度方案的比较或多台机组流水作业的组织。

横线施工进度表:适用于月、旬作业计划进度的安

排。技术管理 内容包括施工技术责任制、施工组织设计编审、施工图纸会审、施工技术交底、技术检验、设计变更、施工技术档案、监理工作技术培训等。技术管理制度是以技术责任制为基础,明确各级技术人员的职责,并建立其他几项相应的制度,以指导和加强技术管理工作。

施工图纸会审制度:确保施工人员在开工前充分领会设计意图,熟悉设计内容,达到准确按图施工。对施工图中存在的差错和不合理部分,在施工前与设计院或外商代表联系,及时解决。

施工技术交底制度:目的是使施工人员了解工程规模、工程特点、明确施工任务、工艺、步骤、特殊操作方法、质量标准、安全措施和节约措施,做到心中有数。

技术检验制度:用科学检验方法对原材料、成品、半成品、混凝土、安装设备、热工及电工仪表等进行检查、试验,防止使用不合格的材料和设备或错用材料,以保证工程质量。

设计变更管理制度:促使施工人员严格按图施工,是保证工程质量符合设计要求的重要措施。

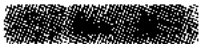
技术档案管理制度:确保施工单位保存工程原始记录资料,以便能为今后设备检修和运行提供原始资料;并积累经验,不断提高施工质量。

监理工作制度:由监理单位制订并经业主审批的监理工作制度是规范监理工作的需要,明确了业主、监理、施工、调试各方职责和应遵守的有关制度,更好地控制质量、进度、投资和安全,促使工程建设项目协调发展。

安全管理制度:建立严格的安全责任制,加强对安全工作的管理,做好预防性的安全检查工作和对职工的安全教育,防止人身和设备事故的发生。

文明施工管理制度:文明施工对于优质、安全、高效地完成施工任务影响很大,施工公司必须高度重视这项工作,明确责任分工,健全有关规章制度,严格管理,努力创造出一个施工组织周密、区域功能合理、现场整洁、道路平坦、排水畅通、安全标志明显、机械设备完好的文明施工环境。

技术培训管理制度:应有计划地对各专业技术人员和工人组织技术交流活动、专题学习班、基本功锻炼



和规程、规范的学习与考试等工作,以适应新任务、新工艺、新技术的要求,提高企业的技术和管理素质。

机具设备管理 组织机械设备的保养、修理、配件生产,负责机械设备的合理使用,使之经常保持完好状态,充分发挥效能。制订和实施施工机械化发展规划,以提高劳动生产率,加快施工速度。

定额、物资、经济管理 施工企业要加强经济核算,编制施工预算、劳动定额,搞好物资管理和财务管理、精打细算,做到消耗有定额,成本有核算,用钱按计划,开支按标准,以降低物料消耗和工程造价。

施工阶段 施工全过程分施工准备、施工、启动试运行三个阶段。

施工准备 分前期准备与现场准备两个时期。

前期准备:施工小组进入现场前的准备工作。根据对现场条件的调查和初步设计内容,参与设计单位编制施工组织设计纲要,内容有工程量估算、施工方案初步选择、总平面布置方案和主要工程项目控制进度以及大型机具配置计划等。

现场准备:施工准备组开始进入现场至工程开工为止的准备期。进入现场的条件是工程及施工用地的征租手续已办妥;现场主要障碍物拆除;完成厂区的“五通一平”(指公路、铁路、通信、水、电通,场地平整)。现场准备期间,首先要编制施工组织总设计,并按批准的施工组织设计纲要的布局,开始进行各项临建的施工。

施工组织总设计是施工组织设计纲要的具体化,是组织施工总的指导性文件,内容有:主要施工方案、施工总平面布置图、施工综合进度表、现场施工人员数、大型临时工程和设施、施工技术及物资供应计划、施工电源和水源等的供应以及机械化施工等方面。主要施工方案是按照工程、设计、设备特点及机械配备等条件做出的决定。方案确定后,才能安排施工场地布置和大型机械购置。主要施工方案一般包括:地基处理、土石方开挖与回填、主厂房结构、烟囱、水泵房和冷却塔的施工方案;锅炉安装、透平发电机安装、凝汽器安装、静电除尘器安装的方案和特重件(包括锅筒、主变压器、发电机静子、除氧器给水箱)的运输、起吊、就位方案等。施工总平面布置图是施工组织设计中各个主要环节经综合规划后反映在平面联系上的成果。其主要任务是完成施工场地的划分,交通运输的组织,各种临建、施工设施、电源和水源供应、器材堆放等方面的布设。具体包括混凝土搅拌站、建筑构件预制场、锅炉设备组合场、加工场、仓库等的布置和厂区施工道路安排。使场地的划分符合施工流程,大量土石方、大宗器材和预制构件的运输路线达到经济合理。施工综合计划进度表是协调全部施工活动的纲领,是按照各分项

工程量大小、试运行的先后,相互间的关系以及人力、物力等各种因素综合安排后的平行作业计划。在施工过程中,由于主客观的原因需要进行调整时,应尽量保持原定的控制工期,以避免造成施工被动或混乱。

施工准备要求达到生活性施工临建可满足施工人员陆续进场的需要;生产性施工临建完成70%以上,主要施工生产线已形成生产能力;完成相应的物资准备(包括材料、机械、工具等)和技术准备(包括厂区测量及控制网布设)。即做好开工的一切准备,经批准后开工。

施工 单机为100~600MW机组的火电厂工程的第一台机组从主厂房挖土开始到完成168h(或72+24h)满负荷试运行的工期约18~47个月,以后每台机组约再增加4~12个月。在此阶段要按规律安排好施工顺序和抓紧施工调度与管理,以保证工期、质量和预算。

(1)安排施工顺序:处理好地下与地上、建筑与安装、主体与外围、安装与调试之间的关系,以实现合理与均衡的施工。地下工程包括地基处理、基础、沟管道、地下坑(室)以及回填土等,宜按本期工程范围一次完成,厂区的雨水、排水干线和循环水管要在开工初期完成,以保证厂区排水畅通、主干道完好。一期多台机组工程的厂房建筑,按顺序施工,逐台厂房交付安装,建筑与安装保持一定间隔。高空施工的烟囱和冷却塔与临近建筑物施工适当叉开。还要组织好建筑与安装的工序交叉,如主厂房框架施工与除氧器水箱、粗、细粉分离器就位的配合等。主厂房结构复杂,工程量集中,是施工进度的关键项目,但大型电厂第一台机组的外围工程量很大,按照启动调试需要水系统先期投产,所以先施工外围工程,有利于缩短总工期。设备安装是以锅炉钢结构架起吊作为安装开始的里程碑。锅炉安装工程量最大,安装完工后还要经过水压试验、酸洗、点火、吹管、仪表和自动控制系统调试等步骤才能机组整套启动,所以要抓紧施工。热力设备和管道保温材料有数千立方米,且施工集中在后期,需要加快完成。新建电厂的试运电源需从电网输入,所以有关的电系统应先期施工。近代电厂的仪表与控制保护装置日益完善也更为复杂,调试项目多,并且安装工作在施工的中后阶段进行,需要妥善安排以保证整套启动的进度。公用系统和机炉的辅助系统,应创造条件尽早施工,以满足分部试转和整套启动的要求。

(2)施工调度和管理:建筑安装各分项工程是由数个施工单位多个施工队承担的,需要经常协调各项关键进度,组织好配合关系。由于在施工期间,施工图是陆续交付的,设备材料先后到场,土建陆续交付安装,各分项工程陆续开工和竣工,会有各种问题发生,如建

筑、机械、电气等各种材料、设备、加工件供应缺口或质量不合格;在某个时期有某些工程劳动力不够;机具使用发生矛盾以及发现的设计问题与施工质量等问题,常使施工过程中出现复杂和困难的局面,必须随时采取相应的技术和组织措施,调动人力和物力解决主要矛盾,或对项目进行必要调整,以使工程继续进行。一个工程的施工期间常需对进度计划调整多次,调整计划必须了解各个分项工程的主客观条件是否具备,按照该分项需要的工期,还要全盘考虑各项目之间的相互关系,进行统筹安排,以保证工程的均衡节奏和施工总工期。为保证工程质量和节约施工费用,在施工全过程都要严格贯彻各项管理制度。对关键项目,如锅炉水压试验和汽轮机汽缸扣盖等,组织全面检查把好质量关,以保证启动试运的顺利进行。

启动试运 从机组调试开始到移交生产的过程。通过主辅机设备、自动控制系统等的分部试运和整套启动试运行工作,对有关参数及特性等进行调试和整定,消除并解决发现的缺陷和问题,使新安装机组达到安全、满发、稳定运行。此阶段的工作包括电气系统的调试,辅助设备和系统分部试运转,仪表和控制系统的调试,外围的水、燃料和灰系统调试,整套启动试运行等。对机组交付生产的具体条件,各国规定不同。美、日和欧洲国家,多用移交商业运行的方式,即在并网发电后约三个月内对机组进行各种性能试验,要求全部设备及自动化装置全部试验合格,投入运行,并做到施工场地清理完毕,恢复原状。经业主确认符合合同规定要求后移交生产。中国目前对 300 MW 及以上机组,应连续完成 168 h 满负荷试运行;300 MW 以下机组满负荷试运行按 72 h 加 24 h 两个阶段进行,先连续完成 72 h 满负荷试运,然后停机进行全面检查消缺,消缺后再开机,连续完成 24 h 满负荷试运,进行热态移交。有合同要求的按合同办理。对 200 MW 及以上机组有 6 个月试生产期。在试生产期间,由工程建设项目法人或工程建设总承包单位负责,组织生产、施工、调试、设计等有关单位,按原电力部颁发《火电机组达标投产考核标准》和《火电机组达标投产动态考核办法》的通知,使机组达到达标投产考核标准,以全面提高我国火电机组的建设质量和整体移交水平。

火电厂施工的发展 主要方向是提高工效、缩短工期、保证质量、施工文明、减少现场人员和施工用地及降低工程造价,具体可概括为管理现代化、研究新的施工技术、施工机械化、施工专业化、施工工厂化等五个方面。

(1)管理现代化:火电厂施工中各因素变化多,相互影响大,管理工作复杂。把现代科学技术成果应用于管理工作是其努力方向。如将运筹学用于优化施工总

平面布置,用统筹法进行计划和进度管理,用环比法进行施工经济活动分析等。计算机参加管理,建立施工信息控制系统是重要的工作。把各分项工程的进度、物资供应、劳动力安排、机具使用等信息定时输入计算机,用关键路径法程序快速处理,及时供施工调度、进度安排作决策之用,以实施最优化的调度安排,保证工程进度,并使用计算机进行质量控制、施工机械管理,电缆敷设、资料文件管理、材料管理、预算编制、成本核算等工作,可以对提高工程质量和降低造价起显著作用。

(2)施工新技术研究:包括新的施工方法和新设备安装方法的研究。沿用的施工方法虽行之有效,但不够完善,效率不高,质量也不是尽善尽美,有许多可研究提高之处。如地基处理方法、提高混凝土质量和施工效率的措施、烟囱施工方法、锅炉组合吊装、汽轮机找中心的测量与调整、管道自动焊接等。由于各国性能好、容量大的新设备不断出现,施工单位必须掌握其构造和特性,研究安装、试验和启动调整的方法及工机具,以保证新设备的安装质量,同时提高施工技术水平。

(3)施工机械化:研究和开发火电建设的专用机械设备,如大、中型起重机械、运输机械、土方机械、混凝土机械等,以提高施工机械化程度,这是提高工效的重要方面。其中起重机械是能否完成任务的关键,中小型机械如管道加工机械、电缆敷设机械、自动焊机等,是提高工作效率和提高工程质量的重要条件。

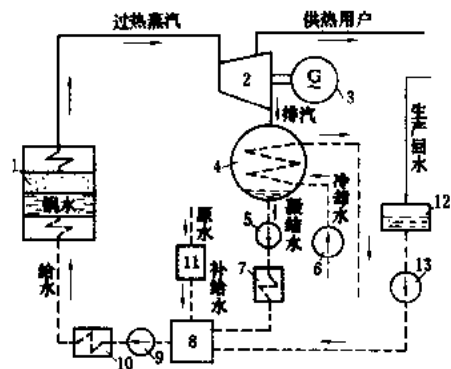
(4)施工专业化:发展专业化施工队伍有利于专业技术的提高和加速专用机械的研究和开发。要重视技术培训,特别是仪表与控制、焊接、金属监督、装饰等施工专业以及调试专业技术人员的培养,对提高施工质量和缩短工期有很大作用。

(5)施工工厂化:为了减少现场施工人员和施工用地,缩短工期,应尽量做到部件组合化。凡是在工厂加工制造的构件、部件、配件都宜在工厂内生产,如管道、钢结构的加工、钢筋、模板、混凝土构件的预制等。

huo li dian chang shu chu:

火力发电厂水处理 (water treatment in fossil-fired power plant) 采用物理、化学或生物的方法,将火力发电厂生产过程中的各种用水和排放水处理成符合相应水质要求的技术。随着热力设备参数提高、容量增大和直流锅炉的广泛应用,对锅炉用水水质的要求越来越高。此外,由于水资源短缺和控制环境污染,对水的再利用及废水处理也提出了更高的要求。火电厂水处理的目的在于预防热力设备结垢、腐蚀和积盐,确保可靠生产,并尽量做到节水和控制环境污染。按热力系统水、汽流程和用水情况(见图),火电厂

水处理包括锅炉补给水、凝结水、疏水和生产回水、锅炉给水、锅内水的处理,以及循环冷却水和废水等的处理。从图可见,系统中各种水的处理,都是有机地联系在一起,彼此相互制约和依存,为此,要求各种水经处理后,其水质都必须符合各自标准规定。



热电厂水汽循环系统主要流程

- 1—锅炉;2—汽轮机;3—发电机;4—凝汽器;
5—凝结水泵;6—循环水泵;7—低压加热器;
8—除氧器;9—给水泵;10—高压加热器;
11—锅炉补给水处理;12—生产回水箱;13—生产回水泵

锅炉补给水处理 在火电厂的热力系统中,水、汽不断循环,由于设备和管道系统水的排放、蒸发和漏泄等,会造成水、汽损失。为保持平衡,必须向系统中补给所需的水量。作为补给水水源的天然水(地表水和地下水),其中含有多量钙、镁、钠的重碳酸化物、氯化物、硫酸化物和硅酸等(地表水还含有不同程度的悬浮物和有机物),它们对热力设备均有危害,为此必须尽可能地去除这些物质。通常是先进行预处理,包括混凝、澄清和过滤(地下水一般只需过滤),去除悬浮物质和一定量有机物,然后再根据锅炉对水质的要求进行离子交换软化或除盐。当采用高含盐量的天然水作为锅炉补给水水源时,不宜在预处理后,直接采用离子交换法进行除盐,应在离子交换法之前设置膜分离(反渗透或电渗析)预除盐装置,组成联合除盐系统。

凝结水精处理 凝结水是锅炉给水的主要组成部分,由于在生产过程中往往遭受一定程度的污染,例如,凝汽器不严密处和凝汽器管腐蚀穿孔漏入冷却水,系统中的腐蚀产物带入凝结水中(启动过程中尤为显著)等。因此,对给水水质要求很高的直流锅炉和根据有关规定需要对凝结水进行净化的锅筒锅炉都要进行凝结水净化。一般采用前置过滤器去除悬浮物和腐蚀产物,然后通过混合床净化装置,去除溶解盐类和硅酸等,使凝结水达到高纯度。

疏水和生产回水处理 这两种水也是蒸汽凝结水,但由于冷凝条件等原因,疏水中含有较多的腐蚀产

物。在生产回水中,除含有一定量腐蚀产物外,常含有油。一般采用过滤方法回收利用这两种水。

锅炉给水处理 锅炉给水主要由凝结水和锅炉补给水组成。它们虽都是含盐量很少的高纯水,但尚含有溶解气体,如氧和二氧化碳。在还原性的水运行方式下,由于氧化剂的存在和pH值偏低,易使金属遭受腐蚀。因此锅炉给水要进行除氧和调整pH值,使系统控制在最低腐蚀界限内。

根据氧化性水运行方式能抑制碳钢腐蚀的理论,联邦德国率先对锅炉给水处理除采用了加氧的中性水处理法外,还采用了再加氨调节pH值的联合水处理法。近年来,该技术已在我国电厂直流锅炉推广应用(见加氧处理)。

锅内水处理 纯净的给水在锅筒锅炉的高热负荷下不断蒸发浓缩,即使很微量的溶解物质仍会析出沉积物。因此锅内水处理,首先是在锅水中加入化学药剂,改变给水带入锅内结垢物质的特性,使之成为松软水渣析出,或使之呈溶解状态,或变为悬浮细粒呈分散状态,通过锅炉排污将其排出锅外。其次,为防止锅内腐蚀和减少蒸汽携带,还要调节锅水的pH值和成分间的适当比例关系。(见锅内水处理)

水内冷发电机冷却水处理 虽然采用离子交换除盐水或凝结水作为冷却水,但为防止水中氧和二氧化碳等对发电机绕组空心铜导线的腐蚀,并控制水的低电导率,要添加缓蚀剂,必要时进行离子交换法处理。

循环冷却水处理 凝汽器冷却用水的水质必须稳定,即在运行中无沉积物析出、无腐蚀和生物污染。一般均要对循环冷却水进行处理。加酸和添加各类阻垢剂的内部处理法是最为普遍的防垢措施,在必要时还要考虑采用石灰或弱酸阳离子交换法进行外部处理。对凝汽器管的防腐蚀保护,一般是根据冷却水质选用管材;在水中添加药剂使铜管内表面形成耐蚀性的异相保护膜或在水中添加缓蚀剂。冷却水管路系统和不同材质之间构成的腐蚀,可采用阴极保护。关于生物污染防治,一般采用机械方法和添加杀菌剂。(见冷却水处理)

废水处理 火电厂的废水范围广、种类多,有经常性的和非经常性的。按废水所含的杂质特性分,有酸性的、碱性的、含盐的、含油的、含有机物的和含油的等。按所含杂质的程度,各种废水的质量是有很大区别的。为了节约用水,需要对废水进行再利用,为此,应针对不同废水和对处理后的不同用途采用不同方法。对不能再利用的废水,也要进行处理,使之达排放标准,以减少对环境的污染(见废水处理)。对于环境排放要求严格的地区,甚至要进一步深度处理,以达到零排放(见“零”排放)。

Huo, fadianchang yunxing

火力发电厂运行 (operation of fossil-fired power plant) 广义的火力发电厂运行是为完成从燃料的化学能到电能这一转换过程所必需的设备运转和保障行为,其目的是达到连续或按负荷需要向电网供应可靠的、廉价的、符合质量(规定频率和电压)要求的电力和电量。用以衡量运行总体质量水平的是设备的可靠性(见火力发电厂可靠性管理)和经济性(见运行技术经济指标)的有关指标。

概述 火电厂生产过程是一个综合系统工程。设备的正常连续运行是主线,高质量的安全管理、生产经营管理、生产技术管理、运行管理、检修管理、技术监督、人员培训和与之相适应的体制是实现高质量运行的保障。

安全管理 主要内容是以国家和行业的安全管理标准为目标,对人身、设备本身以及对人员的生产活动进行安全监督;制定并监督实施各项安全措施和反事故措施;经常进行安全教育和定期对设备进行安全性评估,以建立牢固的安全基础。(见综合卷安全管理)

生产经营管理 是电厂管理的核心,以降低发电成本为宗旨。其内容包括:计划经营管理(含电力营销、合同、保险等);物资经营管理和燃料经营管理等。生产经营管理和劳动人事管理、财务管理共同构成电厂的经营管理体系。

生产技术管理 是电厂管理的主要内容,除运行、检修和技术监督各项管理外,还包括计划、可靠性、信息、燃料、水务、节能、设备管理等内容,尤其是可靠性管理、燃料管理对于指导、保证安全生产和经营效益具有重要意义。技术管理工作始于生产准备阶段。

运行管理 发电设备的运行必须遵循严格的科学规则,锅炉、汽轮机(包括燃气轮机)、发电机及其相关设备和系统在起动、运转、停用、备用过程中需要的操作、监测、检查、异常和事故处理步骤和方法都由相应设备的规程予以规定。为执行这些规程,又必须同时配套各种运行管理制度。(见综合卷火电厂运行管理)

检修管理 发电设备在运转过程中产生的部件磨损、缺陷和故障必须及时得到消除和处理,通过定期预防性检修、状态检修(预知检修)、故障检修和设备改造、改进等方法来保持、恢复、提高设备的运行技术经济性能和可用率,保护和延长设备寿命,并通过加强管理,有效地降低检修费用。为此必须应用正确的检修管理方法和建立各种检修规章制度。(见综合卷火电厂检修管理)

技术监督 是技术管理的重要内容。火电厂是技术密集型企业,涉及专业面广。为监测设备的异常变化及其趋势,运用各种高技术手段进行监测和监督,包括

金属监督、寿命管理、锅炉压力容器监督、化学监督、绝缘监督、热工控制监督、电测仪表监督、计量监督、能源监督、环境保护监督、继电保护监督等。对于这些监督,应执行相应的监督制度和国家标准,也需要配置必须的分析和监测仪器。通过监督,及早发现设备问题,制定对策,指导和优化运行操作,并使设备能在发生破坏之前得到处理。

人员培训 现代大容量、高参数发电机组和高自动化控制水平的发展和应用,要求配备具有多专业知识的全能值班员、技术全面的检修人员,也要求有掌握多专业知识的工程技术人员,因此,人员的培训应占有重要位置。除有计划、有针对性的进行多专业培训外,尤其要充分运用仿真机的功能,对运行人员进行反复的、定期的上机培训,以提高他们的正常操作水平和异常工况分析、事故处理能力;对有关管理和检修人员也可以通过仿真机培训,提高他们的工作效率。加强人员培训是电厂劳动人事管理的重要内容之一,是提高员工整体素质和开发人才资源的有效手段,也是降低电厂每千瓦用人数量,提高劳动生产率的有效措施。(见综合卷火电厂运行管理)

生产管理体制 火电厂运行、检修和生产管理部门的体制是和火力发电技术的进步和社会经济体制的发展相适应的。在中国,50年代都是小容量机组,母管制并列运行,机炉分别在各自就地控制室控制,必然按专业分班;70年代初开始,相继出现单元配置的125 MW、200 MW、300 MW再热机组,虽然集中于单元控制室控制,但由于当时控制水平落后,机炉电仍分别控制,运行体制基本无变化;80年代后期以来,随着大容量单元机组的投入,计算机和自动控制水平的提高,机炉电之间协同操作紧密性的需要,运行体制已经打破专业界限,实行一岗多能,充分发挥自动化的作用,实现了真正意义上的集中控制;检修体制随着计划经济向市场经济的转化而逐步精简,从电厂包揽全部大小修向承担维修及部分小修的方向转变,按市场法则将必要的检修项目分包给专业检修公司或制造厂完成,从而取得减少电厂投资、减人增效、降低发电成本的效果。这些变化,说明了中国火电厂管理水平的发展和提高过程。任何超越或保守的做法都将影响设备的安全运行。

运行技术 发电设备的运行,包括各种运行状态和各种运行方式的转换、正常的调节、各种试验以及设备异常或故障,都需要按照正确的规则、步骤、方法来进行操作、分析和处理,这些都具有科学规律和严谨的技术要求。违背这些规律和要求,就可能发生误判断、误操作,轻则造成设备停用,重则导致人身或设备损坏事故的发生,甚至扩大为系统事故。各种设备运行状态

(检修状态、冷备用状态、热备用状态、停用状态、运行状态等)之间都有各自的界定;各种运行方式(例如:机组的中压缸启动、最低出力运行、停机不停炉、带厂用电运行;机组的定压运行、变压运行、调峰运行;电气的旁路母线运行方式、零起升压方式、电气接地方式等等)都有其各自的技术依据和技术要求。根据这些技术依据和要求,分别制定相应的操作和处理规程,是运行管理的重要内容;正确理解和熟练掌握这些技术,说明具备了更高的运行技术水平;同时,还需要不断从技术角度出发来研究可能发生的各种新方式和特殊方式,以便制定相应的规则,供运行人员执行。

检修技术 发电设备的检修是各种相关检查和修理技术的集中应用,其具体目标是要达到缩短检修时间、确保检修质量和最大限度地节省检修费用。检修技术水平体现在检测(检查)技术的提高(见状态检修)、高效率工具的开发应用、新材料的使用、对于科学合理的检修工艺(包括新工艺)规程的正确执行,以及检修队伍及个人的整体技术素质。因此,要求通过培训,不断接受新技术、掌握新方法,才能不断提高检修技术水平。

展望 由于厂网分开和电力市场的形成,电厂的管理核心将从生产型转向经营型,所有工作以是否降低上网成本作为出发点,按照对企业效益的影响来取舍。保持设备的可靠性、经济性、安全性则是其中最重要的保障条件。为适应这一发展,将应用现代信息技术支持电厂的经营管理,开发和运用计算机管理信息网络,快速收集和处理与电厂经营有关的厂内、外各种信息,实时计算电力营销的有关数据,用以决策上网电价,以优势争取电力市场。

运行管理体制将随自动化水平和检测手段的提高,向一人多机管理发展;集控范围将进一步扩大(包括电气、除灰、化水、燃料等);逐步缩小运行人员和检修人员之间的界限;巡检工作将在视听触摸的基础上,更多地应用高技术的检测设备。电厂的生产管理体制将逐步向策划层和作业层分离转变。

检修模式将从单一的定期检修为主向优化检修模式发展,即逐步增加状态检修的比例,合理延长大修间隔,减少检修项目,降低检修费用,增加设备可用率;强化在线和离线的检测手段,避免发生大的设备损坏事故;根据需要,对某些设备采取定期更换修理的办法,对某些次要设备实行损坏更换的办法等等。

PLC-1 火力发电厂自动化

火力发电厂自动化 (automation of fossil-fired power plant) 利用各种自动化仪表和装置(包括计算机系统)对火力发电厂生产过程进行监视、控制

和管理,使之安全、经济运行的技术。随着机组容量的增大,参数的提高,在人工控制方式下是无法实现机组安全经济运行的,自动化装置已成为发电厂不可缺少的重要组成部分。自动化的主要目的是:保证机组安全起停,正常经济运行;提高适应电网调度和负荷变化的能力;提高综合判断、处理事故能力;减轻劳动强度,改善劳动条件,减少运行人员。

电厂的自动化水平主要由运行操作、监督管理、自动控制系统涉及范围、检测与自动化控制装置的性能、控制设备的性能、机组可控性及其可控制范围等八个方面来决定,并用实际达到的性能和技术指标来综合衡量,具体体现在机组起停、正常经济安全运行、事故处理的自动化水平上。

发展历程 火力发电厂的自动化程度随着火电机容量增大,参数的提高以及自动化装置的更新换代而不断提高。中国 20 世纪 50 年代火电机组一般采用母管制运行方式,自动化程度较低,炉、机、电都各自在就地或控制室设控制表盘,以就地控制方式为主,由运行人员分别进行监控。采用模拟式仪表,对运行参数进行检测。除锅炉汽包水位采用电气机械式和汽轮机转速采用机械液压式自动控制外,机组主要运行参数靠人工控制。50 年代以后,单元机组特别是再热机组广泛应用,火电厂开始按炉、机、电单元控制方式设计,即将炉、机、电控制表盘集中布置在单元控制室内。由于监视和控制的项目增多,但监视仪表和控制装置仍以模拟式仪表和电子管式控制器为主,因此,在单元控制室仍由炉、机、电运行人员分别进行监视和控制,自动化水平仍比较低。70 年代以来,电子计算机在火电厂自动化中得到实际应用,初期由单回路调节装置、组合仪表和模拟式仪表及常规控制装置配合对机组运行状态进行监控,继而由于计算机技术、通信技术、控制技术和屏幕显示技术的发展以及微处理器可靠性和性能价格比的提高,以微处理器为基础的分程控制系统(DCS)在火电厂自动化中得到应用,大型火电机组已普遍采用。这种系统把各种不同的控制功能分别由数台以微处理器为核心的装置来实现,而由运行人员在 CRT 操作站上对它们统一监控和管理,使之实现集中监视、分散控制,达到对火电机组进行有效的控制和管理,从而使火电厂真正进入较高自动化水平的集中控制阶段。

随着大容量发电机组自动化装置普遍采用 DCS 系统和智能化现场设备,控制设备可靠性和性能明显提高,加之,大型机组及其辅助设备可控性、热力系统控制特性进一步改善,中国火电厂自动化水平已达到较高水准。

主要功能 火电厂自动化的主要功能可概括为:

1. 监测; ② 连锁保护; ③ 开关量控制; ④ 模拟量控制。

监测 包括对整个机组运行状态和参数的测量、指示、趋势显示、状态显示、积算、性能计算、参数超限和设备故障时发出信号报警、事故记录和追忆、打印、工业电视等。

连锁保护 包括各主机、辅机和各辅助系统的保护及其相互间的连锁, 防止发生误操作; 当设备发生故障或异常工况时, 自动采取措施以防止事故扩大或保护生产设备。

开关量控制 又称顺序控制, 包括单个被驱动对象开、关(或起、停控制), 若干个被驱动对象的开、关(或起、停)按一定逻辑和时序进行自动顺序控制, 除主机、辅机的顺序起停控制, 还包括辅助系统的顺序起停控制。

模拟量控制 又称连续控制或闭环控制。包括对主机、辅机及各辅助系统中的压力、温度、流量、物位、成分等参数的调节控制, 使之保持为预期的数值。

自动化系统 火电厂自动化的功能主要通过以下自动化系统来实现: ① 数据采集及处理系统; ② 模拟量控制系统; ③ 顺序控制系统; ④ 保护连锁系统; ⑤ 电气控制系统; ⑥ 辅助设备及辅助系统的控制系统。

数据采集和处理系统 对锅炉、汽轮机、发电机及其电气系统在生产过程中的参数和设备运行状态进行采集、处理, 并提供给运行人员以便对设备及系统进行监控。

计算机数据采集和监视系统主要功能有数据采集与处理、报警、显示、性能计算、运行操作指导、故障诊断、打印制表、事故追忆和事件顺序记录、历史数据存储等。

当采用 DCS 系统时, 数据采集和处理系统除监视功能外, 还包括在运行人员工作站实现设备起停、控制系统自动/手动切换等操作功能。

模拟量控制系统 单元机组模拟量控制系统把锅炉汽轮机发电机组作为整体考虑其控制策略, 使锅炉、汽轮机同时响应机组或系统电负荷要求。

机组模拟量控制系统主要包括: ① 机炉协调主控制系统; ② 锅炉模拟量控制系统; ③ 汽轮机控制系统; ④ 旁路控制系统。

(1) **机炉协调主控制系统** 根据负荷调度命令、电网频差信号, 在单元机组所能承受负荷能力的情况下, 对锅炉控制系统和汽轮机控制系统发出指挥控制的指令。系统还可按负荷要求和机组的运行状况采用协调、机跟炉、炉跟机和手动运行方式。系统不仅有调节控制功能, 还具有逻辑判断功能, 当主设备或辅助设备发生故障或异常时, 发出必要的连锁保护动作指令。

(2) **锅炉模拟量控制系统** 当锅炉汽轮机发电机

组按单元控制方式运行时, 习惯上把锅炉模拟量控制系统作为单元机组协调控制子系统来考虑。

锅炉模拟量控制系统主要包括给水控制、燃料量控制、送风控制、炉膛负压控制、过热汽温和再热汽温控制等系统(见锅筒式锅炉模拟量控制系统、直流锅炉模拟量控制系统)。

(3) **汽轮机控制系统** 汽轮机控制系统有机械式和电液式之分, 电液控制系统有数字式和模拟式之分, 均能对汽轮发电机的频率(转速)和负荷进行连续的调节控制, 在保证汽轮机转子和汽缸应力处于安全条件下, 接受转速偏差或负荷偏差, 以一定的变化率使机组参加一次调频和(或)二次调频。

汽轮机自起停控制系统是汽轮机控制系统的一个功能, 它能保证汽轮机安全起停并缩短启动时间, 延长机组寿命。此外, 大型机组还配有汽轮机应力寿命监控系统, 可在汽轮机起停过程中监控高中压转子及其他部件热应力。系统还能根据转子热应力对汽轮机周期性寿命消耗进行计算并累计。(见寿命管理)。

(4) **旁路控制系统** 旁路系统有高压缸旁路和低压缸旁路, 高压缸旁路和低压缸旁路均设有压力和温度的调节回路, 以协调高、低压缸和凝汽器在不同工况下对进汽参数的要求。

顺序控制系统 顺序控制系统主要根据机、炉、电辅机及机组辅助系统工况要求实现顺序控制。火电厂机组顺序控制包括机炉电主要辅机顺序控制(SCS)和几个辅助系统。如输煤系统、锅炉吹灰系统、锅炉补给水处理系统、除灰除渣系统等顺序起停控制。

保护连锁系统 保护系统功能是在监视主辅机运行工况的前提下, 当发现机组设备异常时, 立即发出连锁和跳闸信号, 确保机组安全。其主要功能有: 锅炉总燃料跳闸(MFT); 汽轮机跳闸; 汽轮机防进水保护; 辅机保护(例如风机喘振、辅机轴承温度过高)跳闸; 快速切负荷(FCB); 快速减负荷(RB); 机炉电大连锁(机炉电单个设备故障, 联跳其他设备装置)。

快速切负荷(FCB) 系指系统故障时, 发电机跳闸或汽轮机跳闸, 连锁快速开起高低压旁路系统, 同时向各有关控制系统发出快速减负荷指令, 实现停机不停炉或带厂用电运行。当 FCB 失败或没有设置 FCB 的机组, 则应立即停炉。

快速减负荷(RB) 系指主要辅机故障切除时, 向各有关控制系统发出减负荷指令使机组负荷降到当时运行辅机可以承担的水平, 例如两台送风机中有一台跳闸, 则负荷指令减至 50%, 以免机炉不匹配而引起整个单元机组跳闸。

汽轮机跳闸保护系统是为保护汽轮机在异常时不受损伤, 通常汽轮机有如下几种保护: ① 超速; ② 低真

空;⑤润滑油压低;④轴向位移大;⑤推力瓦温度高;⑥轴瓦振动大等。保护动作时,自动关闭汽轮机主汽门,实现停机。

电气控制系统 包括发电机、变压器和高低压厂用电电源控制系统。

发电机变压器组控制系统主要有运行参数显示、励磁调节、运行操作和安全保护等功能。主要运行操作是并网和解列,常设有自动准同期装置或用同步表实现自动或手动并网(见同步回路)。解列系指正常运行下手动解列和各种紧急状态下的保护动作使断路器跳闸。自动励磁调整装置(AVR)用于控制发电机的励磁,调整无功功率,保持发电机输出电压稳定(见自动电压调整)。发电机变压器常见的保护有相间短路保护、接地保护、异常运行保护和辅助保护等(见继电保护)。

厂用电是电厂安全可靠运行的关键。除工作电源外,一般都设有备用电源和紧急保安电源。厂用电控制系统包括厂用工作、备用电源的运行监视、正常操作、保护和事故切换。通常均设有备用电源自动投入装置。保安电源系指柴油发电机组,它的监视和起停操作由柴油机组自带的自动装置完成,DCS系统只设主要参数监测和事故起停按钮。目前发电机、变压器和厂用电系统的监控均开始纳入电厂DCS系统中,成为DCS系统的一个组成部分或一个子系统,构成机炉电一体化监控系统,而继电保护装置、自动准同期装置、自动励磁调整装置和备用电源自动投入装置尚由单独装置完成。

发电厂的输电线路、联络变压器等变电站设备单独设微机监控装置(NCS)。NCS通常放在发电厂第一单元控制室内,如有网控室,NCS和升压变电站的保护及安全装置布置在一起。(见网络微机监控系统)

辅助设备及其辅助系统的控制系统 机组辅助设备的局部控制包括高压加热器和低压加热器疏水、除氧器的水位与压力、润滑油压和油温、燃料油泵站、氢气站、空气压缩机站、采暖通风系统等控制。电厂辅助系统控制有:输煤控制系统、锅炉除渣除灰控制系统、锅炉补给水处理控制系统、循环水控制系统、废水处理(工业和生活废水)、消防报警控制系统等。

展望 随着计算机和网络技术日新月异地发展,自动化装置、系统不断更新换代。根据发展趋势,可以预见21世纪初期火电厂自动化技术将向如下几个方面发展:

(1)控制系统设备进一步智能化,系统更加开放,应用广度拓宽,优化控制技术将得到应用,适应超临界压力机组和洁净煤发电技术的控制技术将得到发展

(2)控制系统除采用功能分散设计外,将利用各种手段实现物理分散布置。诸如电子设备间分散布置,远程I/O广泛应用,现场总线及智能仪表、装置的应用,控制电缆大幅度减少。控制室实现全CRT监控,并日趋小型化,布置更加灵活。

(3)辅助车间将广泛应用计算机网络技术实现全厂高度集中控制,随着辅助车间实现无人值守,运行人员将大幅度减少。

(4)全厂实现管控一体化,除生产过程自动化外,全厂实现管理现代化,控制系统和管理信息系统构成统一的控制信息网络。火电厂将进入信息化时代。

火力发电厂自动化设计

(automation design of fossil-fired power plant) 火力发电厂热力设备、电气设备及有关系统所需检测仪表和控制方式的设计,也称仪表和控制(instrumentation and control, I&C)设计。

火力发电厂自动化设计属于工程安装设计的范畴,其工作内容为根据电厂的地理位置、燃料、运行方式、国家政策等,经过技术经济比较,确定自动化水平和控制方式,对锅炉和汽轮机及其辅助设备、热力系统、燃烧系统及煤粉制备系统、除灰渣系统、供水系统、补给水处理系统、燃油系统等,配置具有检测显示、自动调节、顺序控制和自动保护等功能的监控系统,按照性能价格比优选设备,进行原理图和控制室、电子设备间及现场监控设备的安装和布置设计。经过现场施工后修正完成竣工图。

设计基本条件 进行仪表和控制设计应掌握的主要资料有:

(1)电厂建设地点:在海边、高原还是高寒地区等,由于地理位置不同,仪表和自动装置的使用环境不同,防护标准等级不同,需选用不同的设备。

(2)运行方式:指该电厂安装的机组在电网中是主力机组带基本负荷还是带尖峰负荷,是供电为主还是供热为主;机组在电网中与负荷中心的距离,如果机组的出线比较长,就应该考虑特殊的保护手段。

(3)机组特点及容量:机组是通常的热力循环方式还是联合循环方式;机组容量不同,主设备和工艺系统的复杂程度不同,相应的自动化系统则不同。

(4)电厂燃料:煤、气或其他燃料。

(5)其他方面:包括国家法律、法规及政策,技术标准,资金来源及业主要求等。

以上这些因素都是设计自动化系统的基本条件,是必须充分考虑的。

设计过程及内容 根据工程设计批准文件,开展

自动化设计。初步设计及设计前的工作主要是决定自动化水平,控制系统功能,主要设备类型,主要电缆通道的位置;施工图则要完成实际接线图和安装布置图。设计工作是根据选定的设备开展原理图设计和控制室、电子设备室布置设计、现场监控设备的安装和布置设计、电缆敷设设计,施工后再完成竣工图。

主要技术原则 设计中要把握住一些关键设计问题,使符合电厂设计的总体要求。

全厂控制点的位置 根据电厂条件确定控制点的数量,对于安装 300MW 和 600MW 燃煤机组的电厂,按照适当集中管理减少人员的原则,一般设四类控制点:①主厂房内的单元控制室(一般二台机组一个);②主厂房外的运煤控制室;③全厂除灰控制室;④补给水处理控制室。有的先进电厂,也有只设一个控制点的。其他的辅助系统如制氢系统、仪表空气和厂用空气系统、废水处理系统等,根据合理方便的原则分别纳入上述控制点管理。汽机循环水泵控制,可按无人值班考虑,它的控制可纳入机组分散控制系统管理,不算一个单独的控制点。

全厂计算机信息网 包括两个计算机网络:①监控信息网,对运行中的全厂实时数据进行计算,包括供电煤耗率,设备状态,负荷最佳分配。在网上还挂有全厂公用辅助系统的监控信息,接入运煤系统,补给水系统等公用系统。②管理信息网(management information system, MIS)除必要的实时信息外,还包括非实时数据管理,例如成本,人员,财务,物资、设备及零部件的采购和保管等。

机组自动化水平 根据电厂特点和电厂控制点的要求确定机组自动化水平。对于 300MW 和 600MW 机组,一般是机炉电单元机组集中控制,每台单元机组由 3 人管理,1 人作为主要值班员,2 人作为助手,利用机组的监视和控制系统完成机组的启动、运行和事故处理工作。目前单元机组的监视和控制都采用分散控制系统(DCS)。每台机组的 DCS 接入全厂监控信息网。

单元控制室(UCR)设计 一般两台相同容量的机组公用一个单元控制室,多布置在两台机组的适中位置,或位于两台锅炉之间的控制楼内,成为监视和控制的中心。计算机及其他电子设备柜布置在电子设备间,通过电缆与控制台(盘)及被控制设备进行联系;电子设备间与单元控制室一般毗邻布置,并采用具有除尘功能的空调设施,保证室内温度和湿度符合仪表和控制装置的使用要求。单元控制室安装了全部人机接口设备,包括用于监视和控制的屏幕显示器(cathode ray tube, CRT)及其他的设备。运行人员可以利用 CRT 监视整个机组的设备和工艺系统的运行状态,并

对各个设备进行操作,在 UCR 中还装有其他监控设备如锅炉吹灰控制盘,环保监视盘,火灾报警盘等。在控制室内一般设有值长台,安装 1 台 CRT 只作为监视用。在工程师控制室和电子设备室,安装 DCS 机柜,汽轮机数字电液调节(digital electric hydraulic, DEH)机柜,发电机控制和继电保护柜等。

运煤、除灰、补给水处理系统的自动化水平 一般分别设有单独的控制室,每个控制室由 2~3 人值班,完成运行管理。一般采用可编程逻辑控制器(PLC)实现工艺系统的逻辑控制,上位机实现监视和设备操作。控制点的信息分别接入厂级信息网。

机组监视控制系统 有数据采集和处理系统(DAS);将现场的输入/输出(Input/Output, I/O)点采集到 DCS 中进行处理,变成可以在 CRT 上显示供值班人员监视的图形、表格或参数;模拟量控制系统(modulating control system, MCS);对工艺过程的模拟量参数进行调节并保持为给定值,例如主蒸汽压力、汽包水位、锅炉进煤量、风量、汽机转速等;顺序控制系统(sequence control system, SCS);根据电厂工艺系统的特点划分为若干个功能组的子功能组,每个功能组根据运行人员的指令,按顺序自动启动和停止;机组设备保护系统(plant protection system, PPS);包括锅炉炉膛安全监控系统(FSSS)、汽机超速保护、发电机继电保护等。

电源和气源 电源是自动化系统的动力,直接关系到自动化系统的可靠性,是保证机组安全运行的基本条件,因此要求由具有稳压、稳频功能的交流不停电电源系统(uninterrupted power system, UPS)向自动化系统供电。气源是气动执行机构的动力,要求提供无油、无水、无尘的专用洁净空气。通常用不锈钢管、紫铜管或特殊塑料管连成供气网络,经减压过滤后向气动设备供气。

监控设备的选用原则 300MW 与 600MW 机组的控制系统都采用 DCS。DCS 是由一些电子计算机构成的网络控制系统,按照功能分散的原则组态,是一种具有高度可靠性的控制系统。一般具有两层网络,上面一层是操作员网络挂有操作员站和数据服务器等;下层是控制网络,基本控制单元(basic control unit, BCU)或称为过程控制站(process control station, PCS)。每对 BCU/PCS 包括两个互为冗余的控制器,从现场采集数据,经过运算发出控制信号驱动现场执行机构,进行过程控制,实现 MCS、SCS、FSSS、PPS 等功能,BCU/PCS 的另外一个任务是与上层网络和其他 BCU/PCS 输送和接收数据,实现信息共享。DCS 可用率要求在 99.9% 以上。

工程设计 工程设计的任务是根据已确定的控制

系统功能和设备,进行设备的布置设计(包括单元控制室内的控制台、辅助盘布置,控制室面积和位置确定,电子设备间的机柜位置布置设计,现场的接线端子柜和电源分配柜的布置)、原理图设计(包括控制框图,逻辑图)、控制接线图设计[控制接线图(control wiring diagram,CWD)是用于电动机、电动门、执行机构的实际连线图]、电缆通道及电缆敷设设计、电源分配图设计(包括不停电电源及交流和直流电源的配电图)及仪表气源图设计等。

火力发电机组动态特性

(dynamic characteristics of fossil-fired power unit) 火力发电机组

运行时,各输入量和输出量之间的动态关系。掌握火力发电机组的动态特性,对于指导运行和设计自动控制系统都是十分重要的。

动态特性的描述 火力发电机组的输出量一般是表征生产过程正常运行的物理量,如:蒸汽温度、压力,锅筒水位,炉膛负压,烟气含氧量,机组输出功率等;而输入量则是引起输出量发生变化的各种原因,如对机组的负荷要求,汽轮机调节汽阀开度,锅炉的燃料量、

送风量、引风量、给水量、减温器喷

水量等。一个输入量和一个输出量之间的关系,可用图1所示的方框图来表示。

图1 单输入、单输出系统的方框图

u—输入量;

y—输出量

系统的动态特性常用微分方程

式、传递函数、频率特性、状态方程和

阶跃响应等表达。

微分方程式 线性常微分方程是表达线性定常系统动态特性的基本方式:

$$a_n \frac{d^n y}{dt^n} + a_{n-1} \frac{d^{n-1} y}{dt^{n-1}} + \cdots + a_1 \frac{dy}{dt} + a_0 y = b_n \frac{d^n u}{dt^n} + b_{n-1} \frac{d^{n-1} u}{dt^{n-1}} + \cdots + b_1 \frac{du}{dt} + b_0 u \quad (1)$$

式中 y 为输出量,时间 t 的函数; u 为输入量,时间 t 的函数; $a_n, a_{n-1}, \cdots, a_1, a_0, b_n, b_{n-1}, \cdots, b_1, b_0$ 为常数, $n \geq m$ 。

传递函数 在零起始条件下,对式(1)进行拉普拉斯变换,得:

$$Y(s) = W(s)u(s) \quad (2)$$

或

$$W(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{b_m s^m + b_{m-1} s^{m-1} + \cdots + b_1 s + b_0}{a_n s^n + a_{n-1} s^{n-1} + \cdots + a_1 s + a_0} \quad (3)$$

式中 $W(s)$ 为系统的传递函数; s 为拉普拉斯算子。

频率特性 用 $s=j\omega$ 代替传递函数 $W(s)$ 中的 s ,

得到频率传递函数 $W(j\omega)$ 。 $W(j\omega)$ 可写成:

$$W(j\omega) = M(\omega)e^{j\theta(\omega)} \quad (4)$$

式中 $M(\omega)$ 与频率 ω 的关系称为幅频特性; $\theta(\omega)$ 与频率 ω 的关系称为相频特性; j 为虚数 $\sqrt{-1}$ 。幅频特性和相频特性共同表示频率特性,它们可以由试验方法求出。

状态方程 式(1)用 n 阶微分方程表达的单输入单输出系统用 n 个一阶微分方程式联列表示。用矩阵形式表示为:

$$\begin{cases} \dot{\underline{X}} = \underline{A}\underline{X} + \underline{b}u \\ Y = \underline{C}\underline{X} + Du \end{cases} \quad (5)$$

式中 $\underline{X} = [x_1 x_2 \cdots x_n]^T$ 为 n 维列向量, T 表示转置, x_i 为状态变量, $i=1, 2, \cdots, n$; \underline{A} 为 $n \times n$ 系数矩阵; \underline{b} 为 n 维系数列向量; \underline{C} 为 n 维系数行向量; D 为系数。

阶跃响应 当系统的输入量和输出量都稳定不变时,在某一时刻 t_0 ,输入量作阶跃式变化,从 t_0 开始,输出量随时间的变化过程。设已知系统的传递函数 $W(s)$,则

$$h(t) = L^{-1} \left[W(s) \frac{1}{s} \right] \quad (6)$$

式中 $h(t)$ 为系统的单位阶跃响应函数。即当输入量为单位阶跃函数时,输出量随时间变化的函数。当用曲线形式表示时,称为单位阶跃响应曲线,也称单位飞升曲线。用阶跃响应测试系统的动态特性是工业生产上常用的方法。

火力发电机组是多输入多输出的系统,即其中一个输入量的改变会引起几个输出量改变;而每个输出量都受几个输入量改变的影响。但就一对输入量和输出量而言,其阶跃响应曲线一般为如图2所示的有、无自平衡能力的两类。

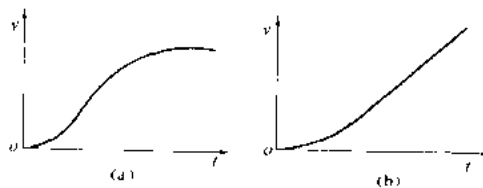


图2 热工对象的两类典型阶跃响应曲线

(a)有自平衡能力;(b)无自平衡能力

建模 系统动态特性的数学描述也称为系统数学模型,获得系统的数学模型称为建模。建模方法有理论建模和试验建模。

理论建模 也称分析建模。根据设计资料,用物质平衡、能量平衡等基本物理规律建立系统的数学模型。由于火力发电机组十分复杂,要作必要的简化和

假设才能得出近似的数学模型。

试验建模 通过对生产过程的现场试验,取得各输入量、输出量的数据,然后对数据分析、整理,得到数学模型。试验建模的过程也称辨识。目前常用阶跃试验方法以获得火力发电机组的动态特性。

大型火力发电机组都采用单元制运行方式,在设计单元机组负荷控制系统时,可以把它看作是一个两输入、两输出的系统,如图4所示。

图中有四个传递函数,对于锅筒锅炉的单元机组,它们的阶跃响应曲线的形状如图4所示。

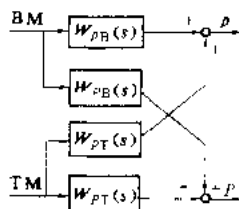


图3 单元机组动态特性方框图

BM、TM—分别为锅炉负荷指令和汽轮机负荷指令； p 、 P —分别为汽机前汽压和汽机输出功率； $W_{PB}(s)$ 、 $W_{PT}(s)$ —以锅炉负荷指令为输入，汽机前汽压、机组输出功率为输出的传递函数； $W_{PT}(s)$ 、 $W_{PT}(s)$ —以汽机负荷指令为输入，汽机前汽压、机组输出功率为输出的传递函数

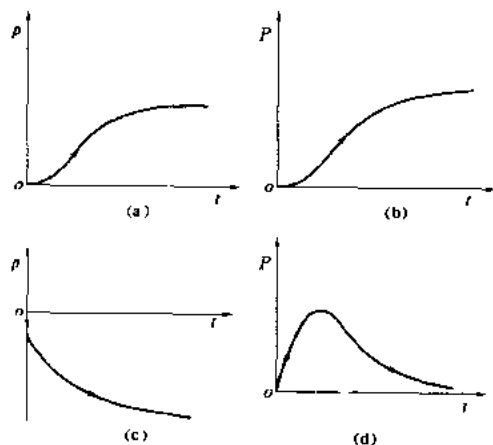


图4 单元机组的动态特性

(a)锅炉负荷指令(燃烧率)阶跃增加时,汽压 p 的阶跃响应;(b)锅炉负荷指令(燃烧率)阶跃增加时,功率 P 的阶跃响应;(c)汽机负荷指令(调节汽阀开度)阶跃增加时,汽压 p 的阶跃响应;(d)汽机负荷指令(调节汽阀开度)阶跃增加时,功率 P 的阶跃响应

参考书目

章臣槐等. 锅炉动态特性及其数学模型. 北京: 水利电力出版社, 1987

陈来九. 热工过程自动调节原理和应用. 北京: 水利电力出版社, 1982

huoli fadian ranliao goucheng

火力发电燃料构成 (fuel composition of fos-

sil-fired power generation)

火力发电燃料消耗

中煤、油、天然气等各种燃料所占的比重。各国火电燃料构成及变化规律不完全相同,主要取决于其燃料资源、燃料政策、能源技术发展水平,还受国际能源市场燃料供应和价格情况及环境保护要求等因素的影响。随着国民经济的发展,电能的消费在能源总消费中的比例总是日益提高的,但用于发电的能源构成则会发生变化,如随着核电技术的发展与成熟,进入70年代后,火电的比重明显下降;70年代世界上发生两次石油危机后,油、气用于发电的比重有所下降;而80年代国际石油市场油气价格下降,再加上各国对环境保护的要求日渐提高以及燃气轮机技术的发展,使油、气用于发电的比例不断提高,进入90年代,天然气资源大量开发,天然气用于发电的比例发展更快,而油电和核电的比例则相对下降。表1给出了世界各地区发电能源构成及变化趋势预测。

表1 世界各地区发电能源构成及今后变化趋势预测

(单位: 10^{15} Btu, 1Btu=262cal.)

地区及燃料	1995	2000	2005	2010	2015	2020
工业化国家	77.4	85.0	91.5	97.0	102.0	106.2
煤	27.6	30.4	31.8	33.2	34.5	35.4
油	5.2	5.5	5.4	5.4	5.5	5.6
气	8.1	10.8	14.0	17.3	21.2	24.9
核	19.1	20.2	19.5	18.7	16.8	11.8
可再生	17.2	18.8	20.7	22.5	24.0	25.6
前苏联及东欧	24.8	26.2	28.8	30.8	32.2	31.6
煤	6.8	6.7	6.7	6.2	5.3	5.0
油	2.8	2.7	3.1	3.6	4.1	4.6
气	9.5	10.7	12.3	13.9	15.2	16.8
核	2.7	3.0	3.1	3.1	8.9	0.1
可再生	3.0	3.1	3.6	4.0	4.6	5.1
发展中国家	37.1	46.7	58.5	70.8	84.7	101.7
煤	16.3	20.7	25.8	31.9	39.4	46.5
油	5.2	6.1	7.3	8.5	9.8	11.1
气	4.6	6.5	8.8	11.6	14.1	17.6
核	1.2	1.5	2.4	3.2	3.6	6.6
可再生	9.9	11.9	14.2	15.8	17.5	19.9
全世界	139.4	158.7	178.9	198.6	218.9	239.6

注: 1. 工业化国家: 指经合组织(OECD)全部国家。

2. 来源: 美国能源部EIA世界能源概况, 1998年。

中国火力发电以煤为基本燃料。1998年中国装机容量(未计入港、澳、台地区)达277289MW,其中火电装机209884MW,占总装机容量的75.7%(按发电量达81.1%),火电机组中包括燃油机组17245MW。根据中国能源资源的特点,中国火力发电燃料构成在较长时期内仍将以煤为主,考虑环境保护和可持续发展的战略要求,发展和完善各种洁净煤发

电技术已刻不容缓。1998年中国火力发电燃料构成见表2。

表2 1998年中国火力发电燃料构成

	实际耗量			折合标准煤(万吨)			
	煤(万吨)	油(万吨)	气(万m ³)	煤	油	气	合计
发电	47089	1137	1169835	32815	1623	294	34732
供热	5564	232	1410313	3498	331	355	4184
合计	52653	1369	2580148	36313	1954	649	38916
占比例	—	—	—	93.3	5	1.7	100

Flame radiation

火焰辐射 (flame radiation) 燃料燃烧时生成的火焰所具有的辐射特性。它是高温下气体辐射的一种特例。因此火焰辐射具有气体辐射的一切特点,如对波长的选择性,以及辐射和吸收过程都是沿着整个容积进行的容积性等。

火焰一般是由高温的双原子气体(如 N_2 、 O_2 、CO等)、三原子气体(如 CO_2 、 H_2O 、 SO_2 等)以及悬浮固体粒子(炭黑、飞灰、焦炭粒子等)所组成。其中 N_2 、 O_2 等基本是透明的,没有辐射能力,CO的含量很低。因此不发光火焰中具有辐射能力的物质主要是 H_2O

和 CO_2 ;而燃油发光火焰的主要辐射物质是炭黑,因为发光火焰中的 H_2O 、 CO_2 等成分虽然也能辐射,但是炭黑的辐射能力要比它们的大2~3倍。燃料燃烧的火焰主要由三原子气体、灰粒和焦炭粒子承担辐射和吸收射线的功能。

当波长为 λ 的单色辐射能束穿过气体时,沿途的气体吸收使能束的辐射强度(I_λ)发生与当地的 I_λ 值和射线行程 S 成比例的减弱,即 $dI_\lambda = -k_\lambda I_\lambda dS$ 。式中比例系数 k_λ 称为单色减弱系数。若穿透前的 $I_\lambda(0)$ 已知, k_λ 为常数,则穿过厚度为 S 气层后的辐射强度为: $I_\lambda(S) = I_\lambda(0) e^{-k_\lambda S}$ 。可见火焰介质的单色吸收率,即单色黑度为 $\epsilon_\lambda(S) = 1 - e^{-k_\lambda S}$ 。

火焰辐射计算是要确定所有方向上射线在其界面各处单位面积的辐射能通量,因此要求得到不同方向上的平均射程 \bar{S} 。研究表明,工程上的 \bar{S} 可由近似算式 $\bar{S} = 3.6V_g/F_g$ 求得,式中 V_g 、 F_g 为参与吸收的气体容积和边界表面积。火焰总减弱系数(k)近似地认为等于 CO_2 、水蒸气和飞灰、焦炭粒子等减弱系数的总和。如再把火焰看作灰体,则火焰的总黑度 $\epsilon_g = 1 - e^{-k\bar{S}}$ 。

参考书目

Gray W A, Mueller R. Engineering Calculations in Radiative Heat Transfer. Pergamon press, 1974

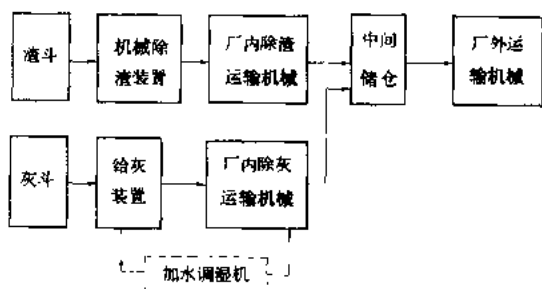
J

x - chuhui xitong

机械除灰系统 (mechanical ash handling system) 利用机械设备收集、输送炉膛底部炉渣和锅炉尾部及除尘器下的细灰的工艺设施。

机械除灰、渣用的设备应根据锅炉型式、排灰渣量、厂内外运输条件以及排放方式等因素进行选择。机械除灰系统一般由几种不同机械设备组合而成,对系统机械化程度的要求随机组容量的增大和台数的增多而提高。机械除灰的优点是:节约用水;无排放灰水污染环境的问题;灰场可以采用干灰碾压方式,以节约灰场投资和用地。缺点是:机械设备多;检修工作量大;运行、维护人员较多;劳动条件较差。

机械除灰系统由厂内和厂外两部分组成,厂内除灰、渣一般采用连续运输的机械设备将灰、渣输送到中间储存设施。厂外部分则根据外部输送条件决定;主要采用车辆或船舶运输,也可采用索道或带式输送机运输。工艺流程如图。



机械除灰工艺流程

锅炉排渣装置 装设在锅炉炉膛底部排渣口处,用以将锅炉炉膛底部渣斗内的灰渣连续或定期排入厂内灰渣运输系统。见锅炉排渣。

给灰装置 用以将锅炉省煤器、空气预热器和干式除尘器灰斗内的灰排入厂内灰渣运输系统。该装置要求具有锁气和给料作用,防止空气大量漏入锅炉和除尘器。一般采用电动锁气器和螺旋输送机以及刮板式输送机等。

车辆输送灰渣系统 炉渣在锅炉渣斗中冷却后排

入运渣矿车,除尘器排灰则需通过加水调湿机将干灰调湿后装入运灰矿车。这种运送灰渣的方式可用于厂内,也可利用自卸汽车直接运往厂外;干灰调湿机械主要采用湿式螺旋机或转筒式加水搅拌机,干灰调湿后的含水率约为15%~25%。这种除灰方式系统简单、设备少、投资低,但运行人员的劳动强度较大。

带式输送机运送灰渣系统 炉渣通过锅炉机械除渣装置冷却,细灰经加水调湿机将干灰调湿后,分别装入带式输送机转运至灰渣中间储存设施,由厂外运输设备外运或将灰渣直接运送至灰场。该系统设备简单,运输量大,适用于灰渣水平输送和爬升角度不大的倾斜输送,但设备的尺寸较大,封闭不善时有灰渣外漏现象。

螺旋输送机运送灰渣系统 利用螺旋输送机运送灰渣至中间储存设施。螺旋输送机具有结构简单、尺寸小、密封性能好、多点进料、操作简单、价格低廉等优点,但运行时机壳和中间支持轴承容易磨损,维护工作量较大。通常用于温度低于200℃的干灰在水平或小于20°倾斜条件下短距离输送,锅炉炉渣则必须经冷却和破碎后才能进入螺旋输送机。

埋刮板输送机运送干灰渣系统 一般用于厂内运送灰渣,输送机的刮板和链条都埋伸到积存的灰渣中,利用灰渣的内摩擦力和侧压力进行输送。埋刮板输送机的结构简单,体积小、重量轻、密封性好,能多点装料和卸料,可以水平、倾斜和垂直输送,布置灵活。但弯道处的机壳磨损较为严重,带动刮板的链条也易损坏,维护工作量较大。埋刮板输送机有水平、垂直和Z形三种布置型式。为满足干灰输送的要求,可将几台输送机串联使用。

jiexiang jiance

机械量检测 (mechanical parameter measurement)

测量物体尺寸、力、重量、转矩、位移、速度、加速度和振动等参数。过去电厂中机组的容量比较小,需检测的机械量比较少,随着机组容量不断增大,机械量检测的重要性越来越显著,需检测的参数也越来越多。火电厂中需检测的机械量主要是汽轮机的运转状态,也包括大型风机和水泵的运转状态。这些运转状态包括位移测量、轴状态测量和转动状态测量。

位移测量 其中包括汽轮机转子的轴向位移,采用的检测元件是差动电感、差动变压器或涡流传感器。轴向位移的测量范围约为0~±2 mm。位移测量还有汽缸的汽轮机转子间的膨胀差,它们之间的位移量较大,多采用差动电感、差动变压器或涡流传感器来测量,膨胀差的测量范围约为0~±10 mm;汽轮机的汽缸相对于基础会产生热膨胀,它的位移较大,多采用差

动电感或差动变压器来进行测量,热膨胀的测量范围约为0~50 mm。以上这些位移量的大小随汽轮机的容量大小而不同。

轴状态测量 其中包括汽轮机轴的挠度(偏心度),采用的检测元件是涡流传感器,它的敏感线圈靠近伸出前轴承外高压转子轴自由端上的突缘。测量线圈与突缘之间的距离变化就可求得轴挠度。它的测量范围在0~500 μm (峰-峰)之间。轴状态测量中非常重要的就是轴承振动和轴振动。检测元件大多采用磁电式或涡流式传感器(拾振器)。磁电式传感器固定在轴承盖上就可检测轴承的绝对振动。如果传感器端部固定一探针紧靠在轴上就可检测轴的振动,也可采用穿过轴瓦靠近汽轮机轴的涡流传感器来测量轴的振动幅值。轴承振动的测量范围约为0~100 μm (峰-峰),轴振动的测量范围约为0~300 μm (峰-峰)。最近国外一些大型机组还装有检测轴扭振的传感器及仪表。

转动状态测量 其中包括转速测量和升速率(角加速度)测量,采用的传感器有磁电式转速传感器、涡流传感器或磁敏电阻式传感器。汽轮机轴上装一个圆周上有60齿的测量盘,测量探头则安装在测量盘的径向。旋转时测量盘上的齿顶和齿根轮流经过传感器,使通过传感器的磁通发生变化,传感器就输出脉冲序列,脉冲的重复频率与轴的转速成正比。采用数字式频率计测量此脉冲序列就可显示轴转速。汽轮机转速表的测量范围一般约为0~5000 r/min。其中磁电式转速传感器在30 r/min以下因输出电压太小而很难测准。火力发电厂中必须测量汽轮机运行时的转速,汽轮机甩负荷时可能引起超速而损坏汽轮机,因此转速表中还设有越限报警装置。汽轮机停机过程中必须测量其零转速,以便及时投入盘车装置。对转速信号求导就可得到升速率(加速度),汽轮机启动升速过程中,升速率是最重要的控制指标,因此必须检测其升速率。升速率的测量范围约为每分钟0~ ± 500 r/min。

机械量检测 由于直接关系到汽轮机的安全运行,因此其中一些重要的机械量往往还具有越限报警甚至跳闸功能。随着超声波、核辐射、微波和激光等新技术引入机械量检测仪表中,使许多过去难以检测的机械量也逐渐能够检测,而且提高了机械量测量的精确度和扩大了仪表的测量范围,使仪表的性能更趋完善。

见汽轮机监视仪表。

参考书目

西安热工研究所,热工技术手册第5卷 热工仪表与自动化,北京:水利电力出版社,1999

1.2.2 机组连锁保护试验

(testing of unit interlock

• 312 •

protection) 调整和试验连锁保护装置的特性,确认连锁保护回路动作的正确性,使机组设备在起停过程及运行中出现运行工况不正常时通过相应的连锁保护作用以保护有关设备和人身安全。火力发电厂有锅炉主燃料跳闸(MFT)及连锁、汽轮机连锁保护、机组负荷快速切回(FCB)、减负荷(RB)以及主要辅机的联动等系统。连锁保护装置有检测、判断、整定、执行等功能,通常由继电器等硬件组成,近年也有用微机软件组成的。连锁保护回路组成虽各有不同,但是调试步骤基本相同,即仪表校验、连锁保护装置的信号测试、机组启动前整套联动试验及机组启动后的动作试验。

仪表校验 用加模拟信号的方法校验连锁保护仪表,使其指示及输出信号达到连锁保护的要求。汽轮机保护仪表,如汽轮机转子轴向位移、转子与汽缸膨胀差的校验工作,在传感器安装后汽轮机扣盖前进行,用实测改变转子与传感器位移量值的方法与二次指示仪表、继电器和装置整套进行校验调试。

连锁保护装置的信号测试 在机组设备运行前用加模拟信号的方法对装置的输入和输出信号进行测试以确认其正确性。例如锅炉主燃料跳闸装置及系统在分别输入手动跳闸、燃料全断、送风机风量小于规定值、全火焰消失、炉膛压力低、炉膛压力高、锅筒水位低或给水流量低限值(直流炉)、全部送风机跳闸、再热器保护失败、汽轮机旁路动作失败、全部引风机跳闸等的任一信号时,连锁保护装置应立即输出相应的信号。

机组启动前整套联动试验 对连锁保护仪表和装置做好参数整定,先投入各单项连锁保护进行试验,例如:风机在启动前,需进行备用油泵自起停试验,风机轴承金属温度高保护试验和风机出口风门或挡板关闭连锁保护试验,电气设备连锁保护试验。又如:汽轮机运转前应进行跳闸保护动作试验,模拟送出润滑油压低至某几个值的信号进行启动调速油泵、交流润滑油泵等辅机的连锁动作试验;手动操作跳闸试验;模拟转子轴向位移大,转子与汽缸膨胀差超限,凝汽器真空低,润滑油压低,轴承回油温度高,汽轮机超速,轴承振动或轴振动大等信号进行汽轮机保护动作试验。最后进行发电机保护动作及锅炉保护动作使汽轮机跳闸的横向保护动作试验。

机组启动后的动作试验 连锁保护系统的有些调试项目必须在机组整套启动投入运行后进行。例如:锅炉炉膛火焰检测的探头须在锅炉点火后对准被测火焰进行调试,最后进行全火焰消失的保护动作试验。对于机组负荷快速切回(FCB)及减负荷(RB)系统的实际动作试验,可作为机组的性能考核项目,在机组经过

试生产运行稳定后,选择个别分项进行。

plcworld

机组启动 (start up of unit) 锅炉-汽轮机-发电机从静止或盘车状态转为带负荷运行的过程。整个启动过程包括:启动前的准备、锅炉上水(直流锅炉建立启动流量和启动压力)、锅炉点火、升温升压、汽轮机冲转、暖机升速、发电机并网带负荷等操作程序。现代大容量高参数机组,系统复杂,自动化水平高,保护项目多,炉、机、电之间关系密切,机组启动时各环节操作要紧密配合协调一致。运行操作人员必须熟悉机组各设备的性能,严格按照现场运行规程或设备使用说明书进行操作,调整各项参数满足启动要求,才能安全顺利地完 成机组启动工作。

具有不同锅炉型式的机组,其启动操作程序略有差异。配有自然循环或强制循环汽包锅炉的机组,其启动程序通常为:启动前准备工作——锅炉上水、燃油系统泄漏试验和炉膛吹扫;汽轮机盘车、凝汽器抽真空——锅炉点火、升温升压——汽轮机冲转、暖机升速——发电机并网带负荷运行。配有直流锅炉的机组启动程序为:启动前准备工作——燃油系统进行泄漏试验和炉膛吹扫、锅炉上水并建立启动流量(一般为额定流量的25%~30%)和启动压力进行冷态清洗;汽轮机盘车、凝汽器抽真空——锅炉点火、升温升压——汽轮机冲转、暖机升速——发电机并网带负荷——锅炉启动旁路系统切除进入纯直流运行——升温升负荷。

启动前的准备 机组启动前对锅炉、汽轮机、发电机的本体,机组所属辅机设备,与主、辅设备相关的电气、热力系统进行全面的检查和必要的操作,使按启动程序相继投入运行,并满足各主机的启动条件。应制定相应的检查卡和操作卡。一般在每次冷态启动前均应校验并确认机-电-炉之间横向联动保护动作正确。

启动方式 按启动时的蒸汽参数可分为滑参数启动和额定参数启动;按机组启动时汽轮机汽缸金属温度水平来分有:冷态启动、温态启动和热态启动;按启动时汽轮机进汽方式不同,可分为高中压缸联合启动和中压缸启动。

滑参数启动 用于单元制机组,是一种机、炉联合启动方式。滑参数启动通常有真空法和压力法两种,目前广泛采用压力法滑参数启动。采用压力法滑参数启动时,锅炉点火前汽轮机的主汽门和调节汽门处于关闭状态,对汽轮机抽真空。锅炉点火后,在升温升压的同时进行主蒸汽管和再热蒸汽管的暖管,待蒸汽参数符合汽轮机冲转条件时进行汽轮机冲转、暖机,在汽轮机冲转升速过程中,采用调节汽轮机旁路系统使蒸汽

参数基本保持不变,汽轮机冲转参数根据不同类型的汽轮机其参数也各不相同,有的为0.8~1.5 MPa,有的是4~6 MPa,超临界600 MW机组为8 MPa。汽轮机升速至额定转速后,发电机并网,然后关闭汽轮机旁路系统,继续升温升负荷。

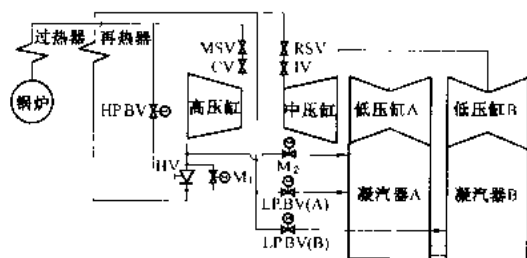
直流锅炉(其分离器不管是内置式的还是外置式的)均设置启动系统。在锅炉点火前必须建立启动流量和启动压力(一般为额定流量的25%~30%)以确保锅炉水冷壁的运行安全,锅炉点火后,随着燃料量的增加通过汽水分离器的蒸汽量也不断增加,当锅炉出口的蒸汽参数符合汽轮机冲转要求时,汽轮机冲转、暖机、升速、发电机并网、带负荷。随着锅炉负荷的不断 增加,进入汽水分离器的蒸汽量和蒸汽干度也不断提高,直至锅炉启动系统切除进入纯直流运行。(见直流锅炉启动)

额定参数启动 额定参数启动时,从汽轮机冲转至机组带额定负荷,主汽门前的蒸汽参数始终保持在额定值,由于新蒸汽压力和温度相当高,启动初期蒸汽与汽轮机汽缸和转子等金属部件之间的温差很大,因而在启动时,其热应力和热变形也就较大,为了保证设备的安全,汽轮机冲转、暖机、升速时间必须延长,由于启动时间的延长,这种方式不适用于单元制机组,因为将造成启动过程中工质、热量大量损失,所以,仅在一些母管制的小机组上采用,现代大容量机组一般采用滑参数启动方式。

冷态启动和热态启动 通常是针对汽轮机而言,按汽轮机金属温度(汽缸或转子温度)的高低或停用时间的长短来区分。调节级下缸内壁金属温度低于150℃(或180℃)以下时启动称为冷态启动;高于此温度时启动可统称热态启动。热态启动又可分温态、热态和极热态三种。金属温度在180~350℃之间称为温态启动;金属温度在350℃以上时称为热态启动。按停机时间分,停机5天及以上的称为冷态启动;停机时间在48 h左右为温态启动;停机8 h后为热态启动;停机8 h以内则认为是极热态启动。在热态启动时,汽轮机各部件金属温度很高,锅炉点火后升温升压,其蒸汽参数必须满足汽轮机当时的冲转条件时才能冲转,并且由于汽轮机热态启动升速升负荷的速度较快,要求锅炉提前配合增加燃料量,提高蒸汽参数。(见汽轮机启动)

中压缸启动 大容量中间再热机组大都采用高中压缸联合启动方式,也有些机组采用中压缸启动方式。为了实现中压缸启动,其热力系统设计与常规机组略有不同,汽机必须配置高低压旁路系统,并应增设高压缸暖缸阀和高压缸抽真空阀。其典型热力系统见下图。

锅炉点火起压前,当凝汽器真空建立时,高压缸抽真空阀关闭,高压缸暖缸阀开启,随着锅炉升温升压,蒸汽通过高压旁路向再热器系统进汽并同时倒入高压



中压缸起动系统配置

M₁—高压缸暖缸阀; M₂—高压缸抽真空阀; CV—高压调节汽门; IV—中压调节汽门; HP, BV—高压旁路阀; LP, BV—低压旁路阀; HIV—高压排气缸逆止门

缸进行暖缸,直至高压缸金属温度达到所要求的温度时,暖缸结束,高压缸暖缸阀关闭,高压缸抽真空阀开启,当再热蒸汽参数符合汽轮机冲转条件时进行中压缸冲转,直至达一定转速(2300~2500 r/min)或负荷(5%~15%额定负荷)后,再切换到高中压缸联合进汽方式。中压缸起动具有高中压缸加热均匀,在中速暖机时越过脆性转变温度等优点,根据国内有关电厂的实践经验,由于对高压缸进行暖缸,使高压缸金属温度得到提高,使汽轮机无论是冷态起动还是热态起动,运行操作步骤和方法取得一致,简化了运行操作,对提高操作质量带来好处。但起动时间较长,转速较难控制。

限制机组起动的因素 机组起动速度主要受部件的热应力、热变形、相对胀差和材料低温脆性等因素的限制。

热应力与热变形 锅筒锅炉在冷态起动时,注入锅筒的水温高于环境温度,而水位只能维持在锅筒的中心线以下,而锅筒系厚壁部件,势必形成锅筒的上下壁温差和内外壁温差,引起附加热应力,使锅筒产生向下弯曲变形,水与金属壁温差愈大,上水速度愈快,则在锅筒上产生的热应力和热变形也愈大。锅炉点火后,升温升压过程中,锅筒上壁与蒸汽接触,升温较快,而锅筒下部为饱和水,使锅筒的上壁温度高于下壁温度,将使锅筒产生热变形。过大的热应力和热变形会导致锅筒的金属疲劳损伤和与锅筒相联接的管子承受附加的热应力,甚至引起管座焊口开裂。一般规定锅筒上下壁温差不得大于40℃。对如直流锅炉的汽水分离器、对流过热器出口联箱等厚壁金属部件也同样存在有热应力和热变形问题。所以在起动过程中应认真控制锅炉的升温升压速度,使汽包锅炉的锅筒、直流锅炉的汽水分离器及其他厚壁部件的温差(热应力)控制在允许

范围内,发现超限,应放慢升压速度。有的锅炉配置了应力监视装置,根据应力裕度来控制锅炉升温升压速度,以保证锅炉起动安全。

同样,在起动时,进入汽轮机的蒸汽温度高于汽缸和转子的金属温度,与蒸汽接触的金属表面首先被加热,其温度升高,然后逐渐向另一侧传递热量,造成汽缸内外壁、转子表面与中心孔之间的温差,由于各部件内部金属膨胀相互制约,高温表面产生热压应力,低温表面产生热拉应力。蒸汽温度与金属温度之间的温差愈大、起动速度愈快,在汽缸与转子上产生的热应力也愈大。在起动过程中,如控制汽轮机上下缸温差、汽缸法兰内外壁温差不当,同样会导致转子热弯曲、汽缸热变形、法兰平面变形,导致径向间隙减少,增加动静部分碰磨的危险。另外在冲转前转子受上下缸温差的影响也会产生热弯曲,为了保证机组的安全起动,应严格调整好蒸汽与金属温度,做到合理匹配,控制合理的升速、升负荷速度和起动时间,以保证热应力不超限。

不少制造厂根据机组使用年限、承担负荷的特点、预计的起停次数来确定机组关键部件在起停过程中的最大允许热应力(见寿命管理)。不少汽轮机专门配备了转子应力监测装置,并根据转子的应力裕度来控制升速、升负荷速度。

胀差 机组起动时,各金属部件的温度将发生很大的变化,对汽轮机而言,随着温度的上升,转子和汽缸分别以各自的死点为基准膨胀。汽缸质量大,单面接触蒸汽膨胀慢;转子质量小,并旋转在蒸汽之中膨胀快,因此就产生了汽缸和转子的相对膨胀差,称胀差。转子膨胀大于汽缸膨胀称为正胀差,反之称为负胀差。起动时胀差过大,对本来轴向间隙较小的汽轮机容易导致动静部分碰磨,所以胀差同样限制了汽轮机的起动速度。

材料低温脆性 在冷态起动中,防止转子脆性破坏曾受到关注,不少制造厂提出冷态起动时要在低转速、低应力下渡过脆性转变温度。中速暖机就是防止转子低温脆性破坏的发明,所以,在操作规程中应按照规定制造厂的要求规定中速暖机的结束条件。当然,对采用脆性转变温度在常温以下的转子材料,它将不成为限制起动速度的因素。

其他机械性质的限制因素还有临界转速、振动和大轴偏心,都必须按规程执行。

起动时间 根据各机组性能而异。一般,中参数25MW以下机组冷态起动时间为3~4h;100MW左右的高压机组为4~7h;大容量机组冷态滑参数起动的时

机组性能试验

机组性能试验 (unit performance test)

机组性能可归结为设计性能和实际运行性能。设备制造单位在进行试验研究和已有经验的基础上,根据用户的要求预期机组应具有的性能称为设计性能;实际运行性能是指机组在运行中所能达到的性能。机组性能试验就是在机组运行中按试验规程(标准)的要求求得实际运行性能,以此作为考核验收机组各主、辅机及系统是否达到设计性能的依据,并作为指导机组运行、改进和定型生产的主要依据。机组性能试验主要包括锅炉性能试验、汽轮机性能试验和透平发电机性能试验。按照试验项目的内容和数量,可将性能试验分为专项性能试验和综合性能试验。专项性能试验一般是为了求得某项性能数据,对该项性能进行评定,或为了解决某项性能的特殊问题而进行的,例如,为寻求过热器超温的原因而进行的过热器特性试验,为消除汽轮发电机组振动过大而进行的轴承振动试验。综合性能试验除了锅炉和汽轮机组性能试验外,还包括机组供电煤耗率及污染物排放(包括粉尘)与噪声等项试验。

分类 综合性能试验按目的可分常规性能试验、性能考核试验和性能鉴定试验三大类。

常规性能试验 寻求机组实际性能,为安全、经济、低污染运行提供必要依据。试验项目的多少取决于实际需要。一般在机组大修前后、有局部设备改造后或燃料性能有较大变化时进行。这种试验的精度要求不高,可由电厂或试验研究单位负责进行。

性能考核试验 在新机组投运后的一定期限内,由电厂邀请权威的试验研究单位负责进行。试验按照商务合同所规定的性能试验标准进行,主要考核卖方在商务合同中所规定的各项机组性能指标的保证值是否达到。这些保证值中又可分为罚款考核项目和非罚款的验收项目,一般属于前者的有机组热效率、锅炉效率、汽轮机热耗率和最大连续出力等。试验时供货方必须参加。考核试验要求高、责任重,试验结果具有仲裁效力,因此必须由国家认可的试验单位和熟悉有关试验标准的有资格的人员进行,并应得到负责双方的同意。

性能鉴定试验 新型机组投产后,按照现行的国家标准进行全面的运行性能试验,为该型机组的设计与运行性能做出鉴定,作为该型机组定型生产或进一步改进的依据。

性能鉴定试验与性能考核试验相似,试验范围广且要求高。这类试验必须由国家认可的试验单位和熟悉有关国家标准的有资格的技术人员进行,同时邀请制造厂参加。

试验规程 机组性能试验一般按标准的试验规程进行。这些标准的试验规程由国家颁发或由著名的学术团体(如 ASME)或重要的国际组织(如 IEC)制订。常用的试验规程,锅炉方面有美国 ASME PTC4.1-1964,德国 DIN1942-79,英国 BS2885-74,日本 JIS B822-1986,中国 GB10184-88 等。汽轮机方面有美国 ASME PTC6-1976,IEC5 (Central Office) 23-1984 [DOCUMENT A] 和 5 (Central Office) -1984 [DOCUMENT B],德国 DIN1942,1975.2,英国 BS752,1974.12,日本 JIS B8102-1977,中国 GB8117-87 等。这些规程都详细规定了试验前机组应具备的条件,有关各方应事先取得协商一致的内容以及必须遵循的试验方法和计算方法。此外,对试验用测试仪表的精确度和安装要求,试验时机组运行参数的控制要求,仪表读数的周期和必须的测量次数,数据处理原则和测试结果的误差分析方法以及试验报告格式等都做了具体规定,甚至提供参数偏离设计值时的修正曲线等内容。

试验项目与方法 见锅炉性能试验及汽轮机性能试验等。

试验程序 机组进行性能试验以前,应对机组和各辅机系统进行相应的调整试验,使其尽可能在设计工况下稳定运行。机组性能试验通常包括如下几个步骤。

准备工作 试验有关各方商定试验采用的标准方法,以及标准中无明确规定而必须商定的事项;制定试验大纲,并根据大纲在有关设备和热力系统的合适部位安排测点,装上精度合格的测试仪表;将被试验的设备和热力系统与其他无关系系统隔离;准备试验表格、计算方法和计算程序等。此外,在试验前还应做好消除缺陷、燃料配置、运行方式、调度申请及人员组织等项准备工作。

预备性试验 在正式试验之前,通常应进行预备性试验,以确认测试装置和仪器仪表是否正常运行,检验试验人员是否完全掌握仪器仪表的正确操作测试方法,并使试验人员熟悉试验的各种情况和相互间的协调配合。当试验有关各方一致同意时,也可将预备性试验的结果作为正式试验的结果。

正式试验 试验有关各方确认机组运行工况符合试验要求后,可进行正式试验。若试验期间的运行状态或工况参数出现较大波动时,应查明原因并记录在案。试验结束后应当即确认运行工况参数和试验数据的可靠性和有效性,必要时应延长试验时间,予以进一步验证校核,并确定是否需要试验仪表进行复核。

试验数据整理和计算 试验结束后,首先对观测



值进行真实性分析和取舍,然后计算读数的算术平均值,再根据仪表校验结果和环境条件进行修正。对于偏离设计工况的参数,要采用渐近算法或给定的修正曲线进行修正。然后,根据整理后的试验数据,进行包括汽水平衡在内的合理性分析,最后计算出试验结果。

不确定度分析 这是对试验结果精确度的估计。计算试验结果的不确定度按下述步骤进行:①求出每一个单个参数测量的不确定度。一般单个参数测量的不确定度由仪表不确定度、测量参数随时间变化引起的采样不确定度及有限个测点产生的空间不确定度组成。②通过函数关系和误差传递规律求出功率、流量、焓等间接测量值的不确定度。③求出测量值不确定度对试验结果不确定度的影响系数。④计算和修正试验结果的总不确定度。

试验报告和结果 试验结束后,应由试验单位提出最终试验报告。对于性能考核试验结果,建设单位与供货方必须共同确认。

jizhu yunxing fangshi

机组运行方式 (operating mode of units)

机组运行所处的具有某种特定意义的模式。运行方式可从多个角度分类,从控制管理的模式上可分为集中控制的运行方式和炉、机、电各自控制的方式,从节能管理角度有经济运行方式,从电网调度角度有自动发电控制(AGC)方式,从机组负荷的自动控制方式上有锅炉跟随方式、汽机跟随方式和协调控制方式之分(见单元机组协调控制系统),从机组负荷的参数调节特性上可分定压运行、变压运行、调峰运行等方式;另外,单元机组有可能遇到的一些特殊运行方式,最常见的有:机组最低出力运行方式、停机不停炉方式、带厂用电运行方式等。

集控运行方式 发电生产过程采用集中控制管理的运行方式。在技术上,单元机组(锅炉、汽轮机、发电机、单元厂用电)和公用系统(煤、化水、除灰、脱硫、电气网络)在一个控制室内都可以做到集中控制。但主要概念是指单元机组及属于单元的化水、除灰、电气设备在一个计算机控制网络内集中控制,以实现高度自动化的调节、控制、保护、监测、报警和过程管理。多台机组和公用系统放在一个控制室是集中运行管理。燃料的卸运独立性较强,一般可自成系统集中控制。集控运行要求值班人员具有较高的文化、技术素质和高度的责任心,要求全面掌握各专业相应的知识和操作技能,做到取消辅机和公用系统的现场值班人员,取消网控室。实现集控运行是火电厂减人增效、提高劳动生产率最有效的措施之一,中国起步较晚,但90年

代以来发展很快,新开工的机组已逐步扩大集控范围,外围公用系统(如运煤、化水、除灰等)已开始实现分别集控方式。

经济运行方式 按机组发电煤耗微增曲线或机组发电成本微增曲线对厂内或区域电网内各火电机组实施负荷的等微增率分配方式以求得最低的一次能源消耗和最佳的经济效益。

从电网经济调度来说,需要各火电厂整个厂的微增率曲线,而对于电厂内部经济调度来说,需要每一台机组的微增率曲线。第一步可按煤耗等微增率调度,最终应按市场的公平、公正竞争原则实施成本等微增率(直接反映电能电价)调度。

厂内的经济调度,通过对各台机组进行各项运行参数的优化管理,绘出在可调范围内不同负荷下的发电煤耗值曲线,并绘出各该机组的等微增率曲线。电厂总负荷的增加,要使微增率低的机组优先增加负荷,甚至先达到满载;相应地,微增率大的机组要先减负荷。换句话说,有条件时负荷的配额要使各台机组保持在微增率相等的水平上。另外,效率高的机组应优先考虑投入运行,但已经投运的多台机组中效率高的机组不一定微增率低,而仍应按等微增率曲线调度分配负荷,因为效率和微增率是两个概念。这样,就能使整个厂的煤耗率或成本控制在最低。

厂内的经济调度方式也包括辅机,例如冬季可能调停循环水泵、河水升压泵或其他辅机等。应通过试验、核算,并制定执行的条件和相应的安全措施,这是电厂挖掘潜力降低耗能的方法之一。

AGC运行方式 指火电机组处于自动发电控制(AGC)方式下的运行方式。AGC是电网调度能量管理系统(EMS)的基本功能,是中枢调度用以自动控制各省、市之间的计划电力交换,保持电网频率稳定并实现机组经济调度的设备和手段,要求受控区域内所有发电机组能够接受电网的功率远方自动控制,按调度设定的负荷曲线和机组的可调范围对各厂机组功率进行调控。AGC实施的条件是发电机组的协调控制系统(CCS,关键是燃烧自动控制)必须投用,AGC的控制信号通过远程终端装置(RTU)送入机组CCS实现调控。由于各种类型的锅炉,其负荷变化特性不同,故必须通过试验,确定合理的调功速率和可调范围(例如:上下限、磨煤机的起停断点等)供调度设定。高层次的AGC应能根据机组的经济性能好坏实行煤耗和成本微增调度,发挥节能功效和达到发电市场的公平、公正调度。

机组最低出力运行方式 最低出力指设备能长期稳定和可靠运行的最低技术出力(指发电机端部输出功率),而不是指事故情况下或特殊需要时(如开启旁

路运行)所输出的功率。火电机组的最低技术出力受限于锅炉的类型和燃料,在设备选型时基本已确定,并由制造厂提供。有两种情况:①锅炉燃用设计煤种且不投油,能维持稳定燃烧和正常运行参数时的最低出力,燃煤锅炉一般可达30% BMCR,而燃油锅炉不受此限(见锅炉最低稳燃负荷)。②不因锅炉水动力被破坏而导致受热面过热爆漏的稳态最低出力。由于直流炉与汽包炉不同,其出力取决于给水流量,当其他受热部件设计合理时,直流锅炉的启动给水流量即相当于锅炉最低技术出力,一般也为30%~50% BMCR。例如国产300 MW机组UP炉最低直流负荷为300 t/h,约30% BMCR;华能上海石洞口第二电厂引进的600 MW超临界压力锅炉最低直流负荷为35%~37%。这些数字均为设计值,实际往往有所偏差。为了减少锅炉的爆漏事故,应根据锅炉实际运行状况,必要时通过试验予以确认。

停机不停炉方式 母管制系统一般不存在这种情况,这里主要指单元机组当发电机或汽轮机的某些紧急缺陷在短时间内能处理好,但又不得不在停机状态下进行而采取的一种方式,其好处是缺陷解决后能立即启动并迅速恢复并网运行。一般在高峰时段希望尽快恢复发电的情况下采用。这种方式按正常步骤减负荷、解列、停机(包括单元厂用电的切换、电动给水泵的起用等),并必须使用高低压旁路系统,以排出锅炉最低蒸汽流量(启动流量)。采用这种方式时主要应考虑:①锅炉燃烧稳定,必要时投油稳燃;②凝汽器必须保持真空;③汽轮机保持连续盘车;④具有中间再热的机组要保证锅炉再热器有足够的蒸汽流量冷却;⑤汽轮机启动时的参数应根据当时的高、中压内缸金属温度而定,送汽冲转不应导致其冷却。在现场执行前宜根据实际需要制定技术措施。

带厂用电运行方式 出现在事故情况下,仅作为短暂运行方式,不作为正常方式。有二种类型:①系统频率的严重降低将使电厂辅机的出力下降(离心式水泵、风机的流量与转速成正比、出口压力与转速的平方成正比、而功率则与转速的立方成正比),从而进一步降低了电厂的出力,形成恶性循环。为保证厂用电的安全,有利于维持电厂出力和电力系统恢复,将发电机组暂与电网解列带厂用电运行,使厂用电系统的频率、电压恢复至正常状态。对于以母管制连接的机组或较小容量单元机组都可能采用。随着电网容量的扩大,电厂与电网联系的加强,电力法的贯彻执行,供电质量频率和电压的严格控制,这种情况将很少发生,但在系统故障,电网分割成若干孤立小系统时仍有可能发生。②当发电机-主变压器单元与电网母线相连,且支接厂用电时(单元机组厂用电或公用厂用电负

荷),遇电气外部故障,主变压器高压侧断路器跳闸造成甩负荷而仅带厂用电运行。③主接线为发电机-主变压器-线路时,当线路故障跳闸,造成机组甩负荷带厂用电运行。②、③两条多指单元机组带自身厂用电在外部故障情况下与电网解列带厂用电运行,也称FCB(fast cut back),其含义是快速切除部分燃料,使之能维持锅炉最低出力的运行方式,其时,机组仅带厂用电功率,多余的蒸汽通过高低压旁路设备排入凝汽器,对未设置旁路系统或旁路容量较小的机组,多余蒸汽将向空排泄。在发电机甩负荷时,汽轮机转速升高,应由调速系统调控在危急保安器动作值以下,值班人员应及时调整汽轮机转速维持3000 r/min稳定运行。当电气外部故障排除后,机组迅速并网增负荷供电。在此方式下,重点应监控好转速、电压,调整好热力参数,监控排汽温度、汽轮机胀差、再热器壁温不超限,维持给水泵运行正常,及时向凝汽器补水。如短时间内不能恢复并网,则予停机处理。目前,由于甩负荷动态情况下热力设备和机组的可控性能不够完善,FCB的成功率较低,在电网容量已足够大的今天,已不再提倡装设FCB自动装置(注:FCB包括带或不带厂用电两种情况,后者汽轮机维持空转),即发生故障时可按停机处理。

Jia zhendong

机组振动 (vibration of turbine-generator set)

发生在汽轮发电机组轴系上的振动。有弯曲振动和扭转振动两种,在不特别指明的情况下,机组振动或轴系振动都是指弯曲振动,或叫径向振动。汽轮发电机组为高速旋转设备,因设计、制造、安装、检修、运行等原因会使机组发生振动。过大的振动将对设备造成严重危害,影响机组的安全经济运行。

振动标准 国际标准化组织(International Organization for Standardization, ISO)和中国国家标准以轴承座振动烈度或转轴振动幅值作为衡量汽轮发电机组振动程度的标准。中国电力部门通常以轴承座或其附近转轴振动的双振幅(峰-峰)值为依据,国际上对大型机组趋向于测转轴的振动或轴承座的振动烈度。所谓振幅峰-峰值就是测点振动量在极值间的代数差之中的最大值。所谓振动烈度就是测点测得的振动速度的最大均方根值。中国目前大型汽轮发电机组振动执行国家标准GB/T11348.2-1997《旋转机械转轴径向振动的测量和评定》(表1为额定转速3000 r/min转轴振动位移界限值),和GB11347-89《大型旋转机械振动烈度现场测量和评定》,部分机组仍沿用《电力工业技术管理法规》中1980年修订的汽轮发电机组轴承座振动规定值(表2)。

表1 额定转速 3000 r/min 转轴振动位移界限值 (峰峰值)

区域界限值	转轴相对振动 (μm)	转轴绝对振动 (μm)
A/B	80	100
B/C	120~165	150~200
C/D	180~260	250~320

注: 区域 A: 新投产机组的振动通常在此区域内;

区域 B: 合格, 可长期运行;

区域 C: 不合格, 可运行有限时间;

区域 D: 危险, 会引起机组破坏。

表2 电力工业技术管理法规中汽轮发电机
组轴承座振动规定值 (双振幅, μm)

机组转速 (r/min)	优	良	合格
1500	30	50	70
3000	20	30	50

测量方法 在轴承座上测量垂直、水平和轴向振动时, 一般采用速度型传感器和加速度型传感器两种。测转轴振动时, 使用非接触式传感器(一般为涡流位移传感器)测量相对轴振, 或使用复合式传感器测量转轴的绝对振动, 同时可测量轴承座的绝对振动和转轴的相对振动, 传感器一般安装在轴承上半瓦同一截面径向位置垂直中心线两侧 45°处或单侧 45°处。

振动分类及原因 机组振动通常按振动频率或故障源划分。根据振动频率分同步转速振动和非同步转速振动。同步转速振动即振动的主要频率为工频, 主要有: ①因转子弯曲、部件脱落、磨蚀、结垢、或更换部件等直接产生新的质量不平衡引起的稳定振动; ②质量不平衡随运行时间、运行工况变化的不稳定振动, 原因有转轴部件位移、汽机转子热弯曲、发电机转子因匝间短路或冷却不均等引起的热弯曲等; ③以工频为主, 同时伴有其他频率成分的振动, 如转子同心度偏差、轴承不对中、动静摩擦等原因引起的振动。非同步转速振动又可分为低于和高于工频振动两类。低于工频的振动常见有: ①半速涡动和油膜振荡, 主要因轴系或轴瓦稳定性差引起; ②汽流激振, 高参数大容量机组由于动静间隙不均导致汽流激振力引起轴系失稳; ③分数次谐波振动等。高于工频的振动原因有: 高次谐波共振、转子刚度不对称、转轴裂纹等。

机组减振 对一般质量不平衡, 主要采用现场动平衡法消振。对其他振动问题, 一般基于振动特征和频谱的分析, 同时结合振动的变化特性、振动与相关量的关系以及机组结构特性等方面综合考虑, 确定故障原因后加以消除, 因此, 对疑难振动要求具有丰富的现场消振经验。电厂大部分机组装有振动报警保护, 大型机组装有轴振停机保护, 振动超过容许值应严格执行运

行规程中的相应规定, 如: 机组振动急剧增加超过允许值或机组发生强烈振动, 应紧急停机; 对振动超过容许值而无明显增加趋势时, 要加强监视, 尽快安排消振。

1400 gehen

机座隔振 (vibration isolation for generator frame) 使发电机的振源与机座隔离的措施。透

平发电机的振源有两个: 一是定子铁芯, 定子铁芯由于磁拉力产生变形, 磁拉力把两极电机的定子铁芯变为一个趋向于椭圆的旋转体, 而把四极电机的铁芯变成一个旋转的四边形, 其激发的振动频率是工作频率的两倍, 即 100Hz 或 120Hz; 另一振源是转子, 这仅发生在采用端盖轴承的发电机。起因是转子不平衡而激起转

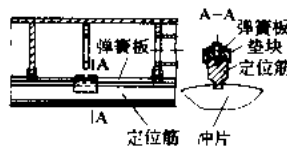


图1 组合弹性定位筋隔振结构

子振动频率为 50Hz 或 60Hz 的振动。大型两极发电机铁芯振动的双倍振幅如达到或超过 30~40 μm 时, 就要考虑采用隔振措施, 以防止铁芯剧烈振动而损害机座焊缝和机组基础。

为了防止定子铁芯的振动损害机座和基础, 铁芯和机座之间采用弹性连接, 这种结构称为定子的隔振结构。隔振结构主要有两种形式。一种是弹性定位筋结构, 如图 1 所示。铁芯冲片定位筋用螺钉与弹簧板连接, 而弹簧板则通过托块焊接或用螺栓固定在机座环板上。另一种是切向弹簧板结构, 如图 2 所示。这时采用了内外机座分开

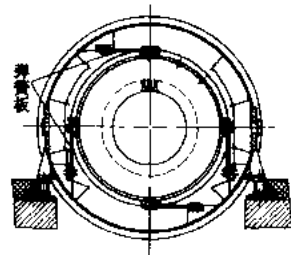


图2 切向弹簧板隔振结构

过切向弹簧板连接到外机座。切向弹簧板隔振结构受力合理, 但工艺复杂, 一般用于大型透平发电机。

对采用隔振结构的机座和铁芯进行振动频率验算时, 其振频必须在两倍工频的 $\pm 20\%$ 区以外。当采用端盖轴承时, 机座及端盖的振频必须在工频的 $\pm 20\%$ 区以外。

1400)

积盐 (salt deposit) 随蒸汽携带的各种物质, 由于温度、压力变化, 引起其溶解度下降而析出, 沉积于热力设备蒸汽通流部分的现象。蒸汽通流部分的积盐除蒸汽携带的盐类物质外, 还有过热器、再热器的氧化产物。蒸汽携带包含水滴携带和溶解携带。蒸汽参数

不同,蒸汽携带的盐类也不同,参数越高,蒸汽携带积盐的危害性越严重。积盐的部位主要为过热器和汽轮机叶片。

锅中各种杂质在蒸汽中分配情况以及蒸汽中各种杂质在不同温度和压力条件下的溶解度变化已得到较详细的研究,形成了一门汽轮机蒸汽化学。随着机组参数的提高,各种金属氧化物和硅的溶解问题,越来越突出。

过热器积盐 饱和蒸汽携带的物质,如钠盐、铵盐、硅酸、无机酸、有机酸、铜和铁的氧化物等进入过热器后,由于饱和溶液蒸汽压力和与之相应的沸腾温度不同,水滴被蒸干,所含物质超过了它在过热蒸汽中的溶解度,就会在过热器内沉积。硫酸钠、磷酸钠大多是水滴携带进入饱和蒸汽的。中、低压锅炉过热器沉积物中有碳酸钠、硫酸钠和磷酸钠。氯化钠在过热蒸汽中溶解度大,所以只有当锅水发生汽水共腾,蒸汽品质严重恶化时,氯化钠才会在过热器内沉积。由于各种盐类在过热蒸汽中的溶解和析出会相互影响,使随温度升高、溶解度增大的物质溶解度下降,或使随温度升高、溶解度下降的物质溶解度增大。蒸汽管道的氧化产物,会在过热器、再热器下弯头沉积。二氧化硅在过热蒸汽中溶解度较大,氢氧化钠在过热器中形成浓液滴,都不在过热器内沉积。如氢氧化钠和二氧化碳反应生成碳酸钠时,则会在过热器内沉积。

汽轮机积盐 从锅炉过热器带出来的污染物质,包括从过热器中被蒸汽溶解的物质,将沉积在汽轮机叶片上。过热蒸汽在汽轮机内做功后,压力和温度逐渐下降,蒸汽中携带物质的溶解度随之减小,当其含量超过溶解度时即会析出。热力设备参数不同,汽轮机内沉积物也不同。同一汽轮机的不同级,沉积物也不同;同一级的不同部位,沉积物的分布也不均一,流速低的部位,如叶片和导叶的背部容易沉积。一般说,汽轮机第一级,蒸汽参数相对较高,而流速又较高,沉积物以金属腐蚀产物为多;最后几级,蒸汽湿度大,有的物质溶于水,有的已析出的物质也能被冲洗掉,所以通常很少沉积。由于各种盐类在蒸汽中溶解度不同,在汽轮机各级沉积物的分布亦不同。硫酸钠、磷酸钠、硅酸钠最先析出,沉积在高压段中;氯化钠、氢氧化钠、碳酸钠沉积在中压和低压段中;硅酸在蒸汽中溶解度较大,以二氧化硅形态沉积在中、低压段中;铁的氧化物,有的呈固体微粒,有的是溶解带人,粒状的随汽流状况和金属表面粗糙程度而沉积,溶解状的随压力下降而溶解度降低,所以,几乎各级都有沉积,其百分含量则受其他盐类沉积的影响;铜的氧化物,沉积于超临界压力机组的高压段中居多,高、中压机组也有发现。盐类在汽轮机的沉积还和锅炉补给水质有关。中、低压汽

轮机主要沉积物是钠盐,但如锅炉补给水处理方式采用氢、钠离子交换,蒸汽携带的硅酸量相对增高,钠盐在机组起停时可被湿蒸汽冲洗掉一部分,二氧化硅沉积会显得很突出。高压、超高压机组的沉积,主要是二氧化硅。锅炉补给水处理采用化学除盐后,汽轮机积盐问题有所改善,但积盐对机组效率的影响仍然存在。亚临界和超临界机组,锅炉采用高纯度补给水,又有凝结水净化装置,蒸汽中含硅酸和钠盐较少,汽轮机内部沉积物主要是金属腐蚀产物。

积盐的危害 积盐会造成设备腐蚀,增加机组热损失,降低效率。汽轮机高压段沉积物可严重降低效率,并使通流能力降低。在过热器、再热器下弯头沉积,会堵塞管道,引起过热器爆管。固体微粒会引起蒸汽通路部件磨蚀,如阀门、喷嘴、叶片磨蚀,甚至产生裂缝。积盐会引起汽门卡涩,汽轮机积盐会引起推力增加、隔板弯曲、叶片断裂、机组振动,甚至造成事故。蒸汽中杂质,如硫酸钠、氯化钠、铵盐,会分解产生无机酸,以及有机物分解产生的有机酸等,会引起汽轮机部件腐蚀。

检测蒸汽通流部分积盐,可以从监视段压力升高,推力轴承推力瓦温度增高,过热器进出口压降增加等来判断。蒸汽通流部分积盐应取样分析盐类的组成,以研究形成原因和采取对策。

防止积盐 积盐来自锅炉蒸汽的水滴携带和溶解携带,因此防止积盐就要使蒸汽携带降低到允许的规定值以下。①应准确检测锅炉饱和蒸汽的湿度,控制锅炉的运行工况经常符合试验制定的各项要求,安装或调试改进锅筒式锅炉内的汽水分离装置。②尽可能地降低锅水的杂质含量。提高锅炉补给水和凝结水的质量,如采用补给水化学除盐系统以及凝结水精处理系统;防止凝汽器泄漏以保证凝结水质量;采用蒸汽清洗装置和保证减温水质量;保持锅水的含盐量和pH值等符合规定指标;锅筒锅炉进行合理的连续排污和定期排污,对锅内沉积物和过热器、再热器内的氧化产物,要根据需要进行化学清洗。

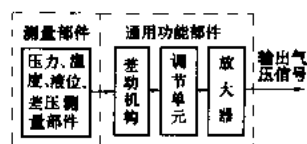
为获得良好的蒸汽质量,进行水汽系统的水汽质量全面评定试验,这对科学地制定锅炉的运行工况和水化学工况是有益的。

pidn tiacis ybian

基地式调节仪表 (base type regulating instrument)

能同时进行生产过程参数的测量、指示、调节以至记录的单参数现场安装型调节仪表。这类仪表结构简单、运行可靠、安装维护方便、本质安全防爆。例如常见的气动基地式调节仪表多用于中、小型企业生产过程参数(如压力、温度、液位、差压)的测量、

指示、记录和调节,也用于大型企业(如电厂、化工、石油加工等)单参数就地调节、控制和远传,以及专用生产设备的单机配套。这类仪表用于火电厂辅助设备自动化系统,简化了集控室盘面布置,可以提高机组自



基地式调节仪表原理框图

动化水平和运行水平,节省投资。基地式调节仪表原理框图见图。这类仪表通常由专用测量部件和通用功能部件构成。同一系列仪表内部结构基本相同,有关部件可通用互换。改变测量部件,即可得到不同规格品种的基地式调节仪表。

各种测量部件将被测参数值转换成一定角位移,经连杆放大传给差动机构。差动机构起比较、显示作用,比较测量值和给定值,其偏差送至调节单元,实现对偏差的比例、积分和微分调节作用,并以气压信号形式输出到执行机构;被调量数值通过指针或记录笔显示、记录。适当更换零部件,可方便地实现多种调节规律及被测参数的单、双、三针(笔)的显示、记录。

zhong kongzhi shi zhuangxi shigong

集中控制室装修施工 (central control room finishing installation)

集中控制室是安装机炉控制设备的重要房间,是电厂运行的指挥中心。要求吸声、密封、恒温、周围环境良好,故对装修要求很高。装修工作包括吊顶、墙面、地坪三部分。装修施工应在集中控制楼结构到顶、围护结构完成、砖墙内粉刷底层完成、屋内防水工程完成后进行。

吊顶施工 集中控制室装修较复杂的是吊顶部分。吊顶内部安装有空调风管、风管防火阀、风量调节阀、照明线路、通信线路、消防管路、消防报警用的烟火传感器及其线路,以及为了操作、检修上述风道、管路及其阀门的钢步道。吊顶下表面布置有许多采光灯槽、通风用出风口、回风口、消防报警传感器探头等。吊顶不仅保持了控制室净高度,同时也遮盖了房间顶部数量多,排列不整齐的风道、管道、电气线路等,使房间成为一个美观有效空间。吊顶板具有防火吸声的功能。吊顶下表面布置的灯槽、出风口、回风口及烟火传感器探头等除了符合功能的需要外,还要求布置规则和美观。吊顶结构要求轻型、美观、简单、方便施工。近年来多采用石棉吸声板吊顶、金属吊顶。石棉吸声板吊顶龙骨采用倒T型镀锌铁皮,龙骨分主龙骨、次龙骨两种,二者采用镶嵌式连结,组成框子,石棉吸声板直接搁在倒T型龙骨翼板上,主龙骨用镀锌铁丝或圆钢吊在屋面结构上。吊顶施工步骤为:①安装风道、钢步道;②安装平顶吊杆;③按照墙面上弹出的平顶下口

线安装主次龙骨;④安装照明、通信管线,消防报警传感器,进出风口;⑤安装石棉吸声板。吊平顶中心应双向起拱约0.3‰。金属吊顶面板采用多孔薄铝板或镀塑彩色钢板,吊顶结构与施工步骤同石棉吸声板平顶。

墙面施工 内墙面装修一般采用白色乳胶漆,也有采用防火护墙板的。白色乳胶漆施工步骤为:①内墙混合砂浆中层粉刷;②安装门窗框;③内墙面层粉光;④墙面批腻子后打磨光洁;⑤乳胶漆三度。防火护墙板施工步骤为:①在砖墙内预埋木砖;②将轻钢龙骨用螺丝固定在木砖上,再将护墙板用螺丝固定在龙骨上;③在拼缝内嵌入盖缝板。

地坪施工 地坪一般采用同质地砖或磨光花岗石地面。有的工程计算机间地坪采用塑料防火地面或采用活动地板。地砖或花岗石地坪施工步骤为:①安装仪表盘槽钢框底脚(其上口标高应比地坪铺设后高30~40mm);②地面1:3水泥砂浆找平;③弹线铺设地砖或花岗石板。

zhongshi qishui cunyang j fenxixibiao zhuangzhi

集中式汽水取样及分析仪表装置 (central steam-water sampling and analysis instrument)

大容量火力发电机组集中式汽水取样及仪表分析装置由样品的采集装置、降压冷却装置、分析仪表及相配套的附属装置组成,对于不同参数机组的热力系统,应设置相应的水汽集中取样与分析装置。

热力系统的水汽监督项目、仪表设置及取样点根据机组容量、型式、参数、热力系统和化学监督的要求确定,锅筒锅炉水汽取样点及在线仪表配置参见表。(摘自DL/T 5068-1996《火力发电厂化学设计技术规程》)

取样调节系统(包括机械和电子冷却系统)、化学分析仪、指示器、信号器等完全封闭并装在称为凝盘的仪表盘上,其他电气设备(不装在分析装置中的发送装置、指示器等)单独地装在一个分开的称为干盘的仪表盘上。

对300MW及以上容量的发电机组,凝结水的氢电导率和过热蒸汽的氢电导率(或钠含量)、锅水的pH值及给水的溶氧量,均有信号输送至主控制室,200MW及以上机组的水汽集中取样分析现均采用微型计算机或将信号送至主控制室计算机管理,不再设常规记录仪表。

水汽集中取样分析装置的高温高压部分与低温低压部分,分别设在单独的房间内,一般按每两台机组集中布置在一起。

微机控制系统的功能包括:数据采集、CRT屏幕

显示、参数处理、超出限定范围报警、制表和定时打印等,并具有断水、超温、超压等保护功能。部分仪表的

监测信号还接入热力系统化学加药装置,控制加药泵的冲程或频率,自动调节加药量。

锅筒锅炉水汽取样点及在线仪表配置

项 目	应设置的取样点		高压汽轮发电机组 50~100MW		超高压中间再 热汽轮机组 125~200MW		亚临界压力中间再热汽轮发电机组	
	取样点 的位置	备 注	配置表计		配置表计		配置表计	
给 水	除氧器 出口		O ₂	M	O ₂	M	O ₂	M
	省煤器 入口	锅炉厂 必须装设 取样头	CC	pH	M	CC	pH	M
锅炉水	汽包炉 水左侧	锅炉厂 必须装设 取样头]—SC]- pH	M]—SC]-pH	M] SC] -pH	M
	汽包炉 水右侧			M		M		M
饱和 蒸汽	饱和蒸 汽左侧	锅炉厂 必须装设 取样头]—CC	M]—CC	M] CC	M
	饱和蒸 汽右侧			M		M		M
过热 蒸汽	过热蒸 汽左侧	锅炉厂 必须装设 取样头]—CC	M]—CC 或]-pNa	M]—CC 或] pNa]	M
	过热蒸 汽右侧			M		M		M
再热 蒸汽	再热器 入口蒸汽	锅炉厂 必须装设 取样头		M		M		M
凝结水	凝结水 泵出口		CC	O ₂	M	CC	O ₂	M
疏 水	高压加 热器	根据需 要设置, 调试时现 场安装		M		M		M
	低压加 热器			M		M		M
	暖风器			M		M		M
冷却水	取样装 置冷却水 及其它冷 却水	根据需 要设置		M		M		M
生产 回水	生产返 回水管或 生产返回 水箱进出 口	根据需 要调试时 现场安装	SC	M	SC	M	SC	M
其他	如减温 水	根据需 要设置现 场安装		M		M		M

注:1. CC 带有 H 离子交换柱的电导率仪;O₂—溶氧表;pH—pH 表;SiO₂ 硅表;pNa 钠度计;SC—比导电度表。

2. M 表示人工取样;]表示经过阀门切换交替测量。

3. 每个监测项目的样品流量为 300~500 mL/min。

给粉机

(pulverized coal feeder) 自煤粉仓
向锅炉燃烧器一次风管道配送煤粉的装置。运行中,要

求给粉机能跟随锅炉负荷的变化调节其给粉量,并保证供给每只燃烧器的煤粉量均匀。常用的有螺旋给粉机和叶轮式给粉机。

螺旋给粉机(图1) 通过螺旋轴的转动把煤粉从煤粉仓下面取出推送到出口。采用直流电动机拖动,运行中用改变电动机转速调节输出的煤粉量。螺旋给粉机具有结构简单、维护和检修方便、运行中不受夹杂物(木屑等)影响等优点。缺点是给粉量不够均匀,易出现煤粉自流现象,现已很少采用。

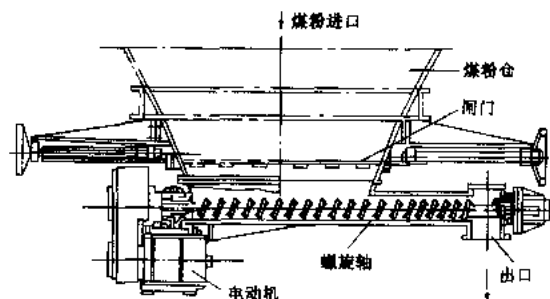


图1 螺旋给粉机

叶轮式给粉机(图2) 采用电磁滑差或变频调速改变其转速来实现给粉量的调节。减速系统由一级蜗轮与蜗轮副构成。运行中,通过它带动主轴上的刮板、

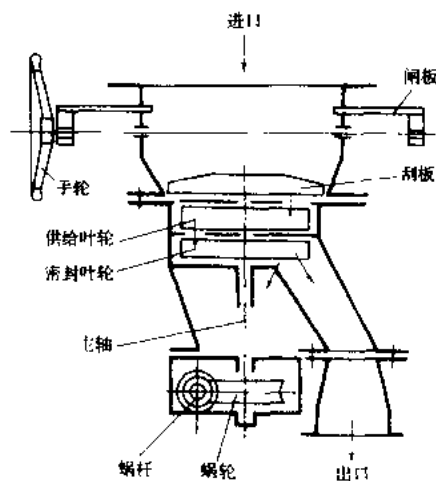


图2 叶轮式给粉机

并使相互隔开的两层叶轮旋转,实现给粉。运行时,煤粉自煤粉仓流入给粉机上部,通过隔板上的缺口进入供给叶轮的齿槽内,旋转的叶轮带着煤粉在供给叶轮壳内转180°到供给叶轮壳缺口处,落到下面的密封叶轮的齿槽,该叶轮再转180°把煤粉带到下面的缺口处,然后使煤粉落到出口管中。这种给粉机结构较复杂,但密封性好,给粉均匀,可防止煤粉自流,适用于流动性好的煤粉,使用比较普遍。

给料装置(增压流化床锅炉)

(feeding facility of PFBB) 将煤和脱硫剂(石灰石或白云石)加

入增压流化床锅炉的设备。主要有两种方式:干法加料和湿法加料

煤和脱硫剂的干法添加 干法添加就是将干燥的

煤和脱硫剂在锁式料斗内升压后,再用气力输送装置输送到燃烧室布风板上部的喷嘴喷入炉内。锁斗系统见图1,它是用阀门隔绝的三个料仓。最上部为常压仓;最下部为压力仓,工作时始终比锅炉燃烧室底部的工作压力略高;中间为变压仓(过渡仓),附设充压和泄压的管线。变压仓处于常压状态时,打开通向常

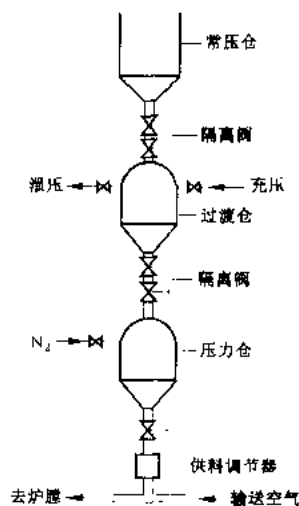


图1 锁斗系统图

压仓的阀门,常压仓的煤及脱硫剂靠重力流入变压仓。变压仓达到高料位后,发出信号自动关闭通向常压仓的阀门,然后向变压仓充压,当它的压力和压力仓相等后发出均匀信号,自动打开它和压力仓之间的阀门,物料开始加入压力仓。当变压仓的低料位信号发出后,自动关闭两仓间的阀门,变压仓泄压至常压,待均压信号发出后,重新和常压仓连通,新的加料周期开始,周期性加料过程由程序控制系统来完成。物料由压力仓流出经过机械设备控制加料量进入气力输送系统至锅炉燃烧室。

中国贾汗15 MW PFBC-CC中间试验电站、西班牙的 Escatron 电站、德国的 Cottbus 电站、美国 Tidd 电站的脱硫剂部分都采用此种方法。

煤和脱硫剂的湿法添加 湿法添加的原则性系统如图2所示。煤和脱硫剂按一定的比例加入搅拌设备,按加入24%~26%的水配制成水煤膏(Coal Water Paste, CWP)。它不同于一般的水煤浆,煤的粒度在0~6 mm范围以内,脱硫剂在0~3 mm,水煤膏中细粉

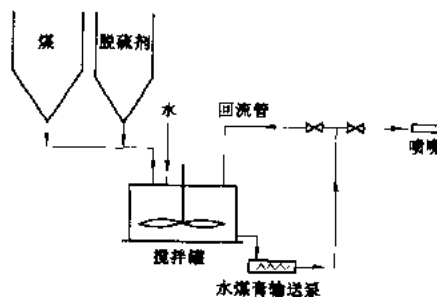


图2 湿法添加系统原理图

必须有一定的比例。配制好的水煤膏用液压活塞泵经管道和喷嘴送入炉内。和干法加料相比,优点是系统简单,相应的运行费用较低,适用于含硫量和含灰量相对比较低的煤,没有干法加料那样适用性广。

11.1.11

给煤机 (coal feeder) 按照负荷要求能准确调节磨煤机给煤量的机械设备。它布置在原煤斗与磨煤机之间,在直吹式制粉系统中,给煤量直接与锅炉负荷相适应。给煤机类型多种多样,按结构特点和工作原理有容积式和重力式两种。

容积式给煤机中应用较广的有圆盘式给煤机和刮板式给煤机,其结构示于图1、图2。

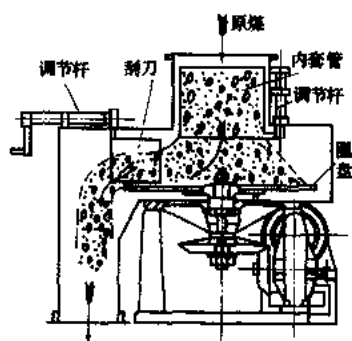


图1 圆盘式给煤机

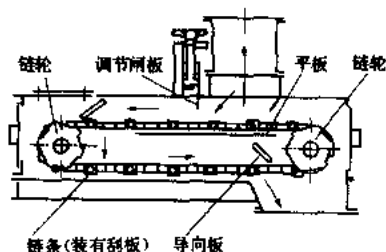


图2 刮板式给煤机

圆盘式给煤机利用调节圆盘转速、内套管位置改变圆盘上的给煤量;调节刮刀角度以改变刮煤量。它具有结构紧凑、密封性好等优点,但遇高水分煤时易产生堵煤和打滑。

刮板式给煤机通过调节给煤机转速和调节闸板位置实现调节给煤量。它可制成全封闭式,煤种适用性较广,但占地较大,运行中当煤压实之后刮板有时浮起,易被煤中木块、石块卡住而断煤。

皮带电子重力式给煤机是重力式给煤机中的一种,其结构示于图3,它是由给煤机壳体内装设的两根称重托辊,与皮带组成一个称重跨,在称重跨中的一个称重辊上面装有精密的称重传感器,可产生单位皮带长度上输煤重量的载重信号。在主动皮带轮上装有光

电测速传感器,产生速度信号。两个信号输入乘法器,即可得到给煤率。当给煤率与所需的锅炉燃烧率不符时,可通过改变皮带速度满足要求。该给煤机还可显示某一运行期间的累积输煤量,具有称重精确(精确度可达 $\pm 0.5\%$)、运行可靠、尺寸紧凑、密封性好、适用于正压运行等优点,在大型锅炉机组上得到了广泛应用。

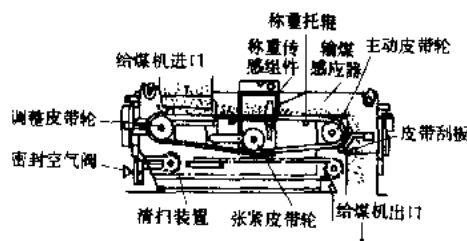


图3 电子重力式给煤机

此外还有电磁振动式给煤机和皮带给煤机。电磁振动给煤机结构简单,重量轻,无传动部件,维护方便。但用于负压系统中漏风较大,入口小煤斗因断面收缩大而易堵煤。适用于配有风扇磨煤机和筒式磨煤机的中、小容量机组,但水分较高且黏结性强的煤不宜采用。皮带给煤机不易堵塞,故障较少,但漏风较大,水分高、黏性强的煤易在皮带上打滑。一般用于入口负压较小的筒式磨煤机制粉系统中。

11.1.12

给水泵 (feed-water pump) 将给水从除氧器水箱中抽出升压输送到锅炉的泵。给水泵属于高温高压水泵,吸入的是除氧后的高温饱和水,出口水压也大于锅炉汽压。由于电力生产的连续性以及锅炉不能缺水的要求,给水泵必须连续不断地安全运行,且能根据锅炉负荷的需要,相应改变给水流量,还要能维持在小流量下运行。给水泵是发电厂的厂用电最大用户,有的高达主机容量的4%,故要求有较高的效率,并要求在不同流量时效率变化平缓。为了安全运行和降低除氧器布置高度,要求给水泵的必需汽蚀余量小。为解决这一问题,有的机组在给水泵前设置一低转速汽蚀余量小的单级前置泵。(见除氧器运行、锅炉给水泵运行)

结构型式 给水泵为多级离心泵。主要部件有叶轮、导叶、轴、平衡推力机构、吸入室、压水室、壳体、轴端密封等。根据泵体结构型式不同可分为圆环分段式、水平中开式和双层壳体圆筒式三种。大容量机组普遍采用后一种给水泵。

圆环分段式 将几个相同叶轮(有时首级采用抗汽蚀性能较好的具有较大入口直径的叶轮),以相同方式装在一个轴上,由装有导叶的中段串起来工作,两端装有吸入盖和排出盖,由穿杠螺栓拉紧。为平衡推力,

在高压端有平衡盘或平衡活塞，或者是两者的组合结构。这种型式多用于超高压以下机组，优点是造价低；缺点是检修拆装麻烦，轴向力大，穿杠螺栓紧固困难，负荷或参数突变时，易形成泵壳泄漏冒汽。

水平中开式 泵体做成沿中心线分开，吸入管和排出管与泵座成整体浇铸。这类泵多用于中、低压锅炉的给水。优点是检修方便，叶轮可以对称布置以抵消轴向力；缺点是泵体内流道复杂，铸造加工技术要求高。同样参数下体积较分段式大。

双层壳体圆筒式 泵体做成双层套装壳体。外壳体与进、排水管焊接连接，检修时不需拆卸。内壳体与转子组成一个完整的组合体，俗称芯包，套装在锻钢或铸钢制的圆筒型外壳内，外壳体高压侧端盖用螺栓紧

min 之间。较高转速可以把单级扬程提高到 400~500m，以减少级数（一般 4~8 级），缩短轴长，提高轴的刚度，增加泵的运行可靠性。同时缩小泵的体积，降低造价，还有利于承受热冲击。

前置泵 大型高速给水泵的必需汽蚀余量较大，当要求的除氧器水箱布置高度难以达到时，往往在主给水泵前串联一台必需汽蚀余量较小的低速（一般为 1450 r/min）前置泵。前置泵的流量应为给水泵的出口流量、给水泵中间抽头流量之和，前置泵的扬程主要保证给水泵入口的压头避免发生汽化，一般选为 1.5~3.0 倍的主给水泵的必需汽蚀余量。前置泵多为单级双吸离心式。它可由单独的电动机，或由驱动主给水泵电动机的另一端，或由驱动主给水泵的汽轮机齿轮降速后驱动。

给水泵的容量和台数 锅炉给水泵的容量和台数须慎重选择。给水泵的容量和台数配置有三种方案：三台半容量给水泵，两台运行，一台备用；两台全容量给水泵，一台运行，一台备用；两台全容量给水泵和一台 25%~50% 容量的起动备用电动泵。随着技术的进步，泵的可靠性提高，促使 250 MW 以上的大型机组，趋向于只配备 100%（或 2×50%）容量的小汽轮机驱动的变速泵，另外配备一台 25%~50% 容量的起动备用电动调速泵，200 MW 以下机组采用电动给水泵，如果负荷变化频繁，则采用液

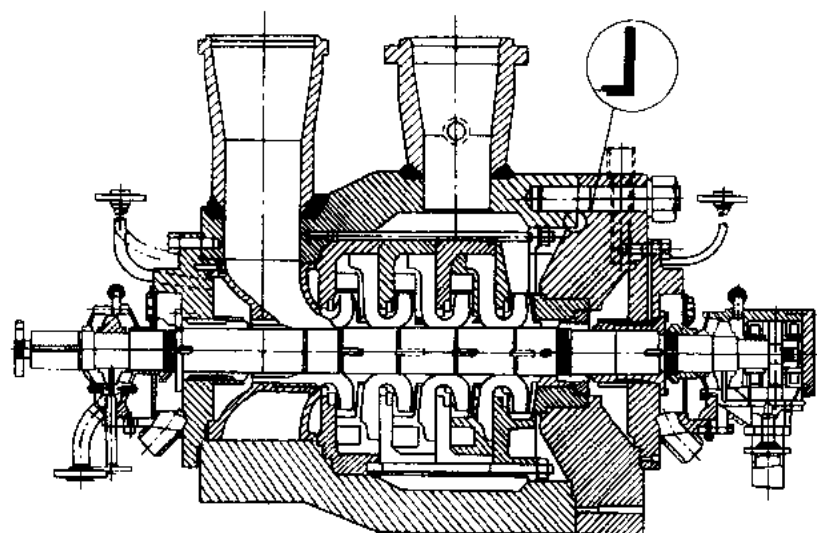
力联轴器变速。

lishuiceng anzhuang

给水泵安装 (feed-water pump installation)

给水泵是电厂最重要的辅机之一。它比一般离心水泵级数多，转速高，水压也高，并且在起动、停运、工况激变时所受热冲击较大，因此安装工作要求严格，主要是泵组轴系中心正确，动静部件位置正确，轴端密封无泄漏。给水泵安装可分泵体安装和驱动装置安装。

泵体安装 多级垂直分段组合结构的给水泵，在安装时一般要解体检查泵体各结合面的不平行度和表面粗糙度，调整轴、密封环、平衡盘紧态晃动和跳动，以减少内部摩擦和振动；逐级检查各叶轮间的轴向、径向间隙，窜动间隙，平衡盘位置，以保证各级叶轮和导叶的流道中心。水泵解体后的装复一般是利用原底座进行立式装复，也可采用卧式装复，在采用卧式装复时



给水泵结构图

固（见图）。这类泵用于高参数机组时，其端盖常利用内部压力来压紧密封面，即所谓自密封结构，紧固螺栓只起辅助作用。如果存有备用芯包，运行芯包发生事故时，可于 8h 内更换完毕，维修、拆装方便，是减少备用容量的有效措施。对于亚临界及超临界参数的机组，均采用双层壳体结构的给水泵。芯包可以采用圆环分段式或水平中开式结构。由于圆筒中心基本对称，在受热应力冲击时，能保证泵的同心率，适应变负荷运行的能力强。缺点是造价较高。

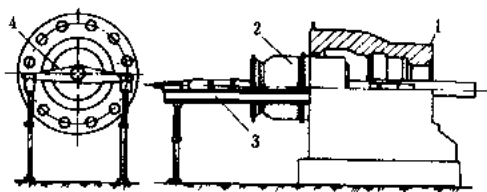
驱动方式和转速 火电厂的给水泵由电动机或小汽轮机驱动。

给水泵的运行方式有定速和变速之分。定速给水泵由电动机直接驱动；变速给水泵有在电动机与泵之间加装调速用的液力联轴器的，也有由可变速的给水泵汽轮机驱动的，还有采用变频调速电动机驱动的。

大型高压头给水泵的转速，一般为 4000~7000 r/

需防止轴下垂及叶轮的两个半圆定位套脱落。为求得在紧固穿缸螺栓后各结合面同心对称和均匀紧密,在运行时不发生泄漏及摩擦事故,水泵装复后轴瓦安装前应做抬轴试验,以保证转子对静子的几何中心位置正确。

单层壳体或双层壳体圆筒结构的给水泵,其筒形外壳采用整体锻制或浇铸,并固定在基础台板上。安装该结构的给水泵一般都不解体。若需检查,单层壳体的给水泵用制造厂供应的专用工具把一级叶轮、一级导叶逐次抽出;双层壳体泵的内壳体为一整体组合件,检查时在联轴器端装上托架、导轨,在拆除联轴器、泵前后端盖及前后轴承座后即可将内壳体从高压端整体抽出(见图)。内壳体拉出后将其安置在专用搁架上,分解内壳体的径向对开面,进行级段间的解体,检查完毕后的内外壳体装复,仅仅是调整外壳体与内壳体的同心度。内壳体也有似汽轮机汽缸那样水平对开组合的,这样内壳体抽出后,只要松去上下泵缸的结合面螺栓,吊去上盖就可检查与调整泵内各动静部件的间隙。



双层壳体给水泵内壳抽出图

1—泵外壳体; 2—泵内壳体; 3—导轨; 4—托架

驱动装置安装 给水泵驱动装置有用汽轮机的,也有用电机的,其安装方法与汽轮机、空冷发电机类似。有的泵与驱动装置之间装有无级调速的液力联轴器,它是靠工作油来传递和转换能量的,设备加工精度和清洁程度都很高。设备到现场后一般不解体检查,安装时除调整设备下的楔形垫铁,使在紧地脚螺栓后设备与台板贴合严密、水平符合要求外,主要是液力联轴器与泵、液力联轴器与驱动装置的联轴器中心找正。目前给水泵叶轮的圆周速度都在 120 m/s 左右,加上泵在起动、停运及工况变动时热变形较大,容易出现某些额外应力、振动加剧,以至产生疲劳裂纹,因此安装时必须根据设备结构特点及管道布置特点分析影响中心的因素,决定调整偏差及方向,预留出相应的校正值,以期在热态运行下保持轴系的同心度。

shuibeng qitongkongzhi

给水泵起停控制 (boiler feed-water pump start-up and shut-down control) 电动给水泵的容量大、压力高,一般配有液力联轴器或变频调速器调速,因此在结构上和运行方式上都有着自己的特点。

给水泵起、停控制一般都采用顺序控制系统,其控制对象包括给水泵电动机、辅助油泵、泵出口阀门和再循环阀门。

在停止水泵时,应先将水泵的转速降到最低值后再停止水泵的电动机,这样做的目的是当再次起动水泵时,可以保证电动机在低负载下起动。水泵起动后,需要保持一定流量的给水以冷却泵体,因此,在泵的出口阀门前设有再循环阀门,当泵的流量低于规定值时就要开启再循环阀门,使泵有足够的流量,一般情况下,再循环阀门的动作值是泵最大流量的 30% 。为了避免在起动时电动机过载,要求水泵在空载条件下起动,也就是当水泵出口母管压力等于零的情况下起动水泵时,应先将泵出口阀门关闭后再起动,而在其他情况下起动水泵时,不论是泵的切换或备用泵自起动,由于水泵出口母管压力已经建立,为了缩短水泵的起动时间以适应尽快带负载的要求,应在泵出口阀门开启情况下起动水泵,而泵的出口逆止阀在泵起动前处于关闭位置,可以保证泵可靠的隔离。在电动机的轴上带有一台主油泵,在电动机运行时,供液力联轴器和各个轴承的润滑油。在泵起动和停止过程中必须起动辅助油泵。

给水泵顺序控制系统就是按上述运行方式对给水泵起、停全过程进行控制的。控制装置:对于小型给水泵,可采用继电器组件或小型可编程逻辑控制器单独构成;而对于大型机组都归入分散控制系统中的主、辅机顺序控制系统范围内。

对于汽动给水泵,有关其汽轮机的控制可参见给水泵汽轮机控制系统。

shuibeng qilunji

给水泵汽轮机 (steam turbine for feed-water pump)

用于驱动给水泵的汽轮机。相对主汽轮机(一般容量在 250 MW 以上)而言,给水泵汽轮机又称小汽轮机,简称小机。正常情况下,它利用主汽轮机的中压缸或中、低压缸连通管处抽汽作为汽源,低负荷时可以采用新蒸汽。给水泵采用小汽轮机驱动,调速调节性能和传动效率都比液力联轴器传动要好。由于给水泵汽轮机利用主汽轮机中间级的抽汽工作,具有较好的经济性;另给水泵汽轮机具有较宽的调速范围,转速可以连续调节,从每分钟几十转至 7000 r/min 左右;还可以根据给水泵负荷变化的需要实现大的升速率;具有较高的超负荷能力以及良好的起动和变负荷能力;并可以大幅度降低厂用电,增加发电厂的供电能力,因而在大机组中得到普遍应用。

类型 给水泵汽轮机属于工业用汽轮机范畴,按工作原理来分有凝汽式和背压式。背压式给水泵汽轮机

机的排汽排入某个加热器。虽然这种方式利用了未经再热的蒸汽加热给水,可以提高循环效率,小机的结构简单,容易实现高转速;但是考虑到小机所需的抽汽量与加热器需要的抽汽量之间的匹配、主、辅机之间的相互影响、热力系统及其运行操作的复杂化,目前给水泵汽轮机仅限于采用凝汽式汽轮机。

凝汽式给水泵汽轮机 排汽可排入自带的小凝汽器,也可排入主凝汽器。后一种方式应用较普遍,这是由于排汽排入小凝汽器的系统较为复杂,而且经济性也没有优势。排汽排入主凝汽器时,为了防止小机事故或停用时影响主汽轮机的正常运行,一般在排汽管上要加装隔离阀。凝汽式给水泵汽轮机的进汽压力较低,一般为0.4~1.1 MPa,蒸汽比焓降较小,汽耗量较大,约为4~5 kg/(kW·h),由于蒸汽容积流量大且直接驱动给水泵,转速较高,小汽轮机相对内效率可达到84%以上。

汽源切换方式 在主机部分负荷时,由于抽汽口的压力下降,加之给水泵的效率下降,耗功相对增加,抽汽量不足以维持给水泵所需的功率,必须由第二汽源供汽。这种由第一汽源改变为第二汽源供汽的方式,称为汽源切换。切换方式有内切换和外切换,有两个蒸汽室(高压蒸汽室和低压蒸汽室)且汽源的切换是在小汽轮机调节器内所控制的阀系统内完成的称为内切换;只有一个蒸汽室且有一个减温减压器,汽源切换是在汽轮机外部的管道系统内完成的称为外切换。小汽轮机采用何种切换方式,由汽轮机本身的结构而定,两种切换方式各有优、缺点。切换的汽源有新蒸汽、再热蒸汽和厂用蒸汽。由于采用的切换方式不同,其切换点也不一样,一般为主机负荷点的30%~40%。

1. 给水泵汽轮机控制系统

给水泵汽轮机控制系统 (feed-water pump turbine control system) 即给水泵汽轮机液压控制系统,通常指用基于微处理器的控制系统及液压伺服机构实现给水泵驱动汽轮机自动控制各项功能的装置。为与主汽轮机的DEH相区别,习惯地简称为MEH。

MEH的主要任务是通过控制给水泵汽轮机控制锅炉给水泵的流量。

MEH系统包括微机处理单元,过程输入输出通道,数据通信接口,人一机接口,电液转换装置,液压伺服系统和配套的就地仪表。

基本功能 MEH的基本功能包括转速、汽源和汽压的控制以及各种试验和保护功能。

(1) 自动升速控制 能以预先设定的升速率自动地将汽轮机转速自最低转速一直提升到事先设定的目标

转速。

(2) 给水泵转速控制 到达目标转速以后,系统能接受来自锅炉给水控制系统的给水量需求信号,实现给水泵汽轮机转速的自动控制。

(3) 滑压控制 给水泵汽轮机的工作汽源一般为主汽轮机的抽汽,其压力随机组负荷而改变。当主汽轮机低负荷运行以致抽汽压力过低时,则从其他汽源(一般为新蒸汽)引入蒸汽。MEH能随着负荷的升降,自动地实现给水泵汽轮机在高压汽源(新汽)和低压汽源(抽汽)之间的倒换,而且倒换过程是渐进的,具有一定的重叠度。

(4) 连锁保护 包括给水泵汽轮机的超速跳闸保护,液压系统的油压连锁等。

(5) 阀门试验 能对高低压进汽门逐个进行在线试验而不影响给水泵汽轮机的运行。

(6) 跳闸试验 提供对给水泵汽轮机进行电超速试验及机械超速跳闸试验的手段。

(7) 故障切除 当发生系统内部故障时,MEH能自动地切换至手操,隔断系统输出,发出故障报警信号。

(8) 系统自诊断功能及组态功能。

一般性能指标 控制系统闭环转速控制范围不小于 $10\%n_H \sim 120\%n_H$ (n_H 为给水泵最高工作转速);转速控制精确度偏差小于 $0.1\%n_H$;转速定值精确度偏差小于 $0.1\%n_H$;静态特性:死区小于 $0.1\%n_H$;动态特性:汽轮机转速跟踪转速定值滞后小于 $0.1\%n_H$;控制系统执行速度:主汽门跳闸全行程时间小于1s。

液压伺服系统 由油源及液压执行机构两大部分组成。油源用来向液压执行机构提供连续的、压力稳定和温度适中的压力油。MEH可以有独立的油源,也可以与主汽轮机的DEH系统合用油源。独立的MEH油源一般也采用矿物油或合成油作为介质。通常提供两台油泵,互为备用。油源系统设有油温控制装置。

液压执行机构由电液伺服阀、执行器及线性阀位传感器等组成,借以根据MEH系统电气部分发出的指令去操作相应的阀门(高压进汽阀、调速阀、低压进汽阀、调速阀),并精确控制给水泵汽轮机调速汽阀的位置。

随执行机构配供试验电磁阀,用于在线进行定期的阀杆活动试验。

系统的硬件配置 MEH通常由基于微处理器的控制机柜和操作人员控制板构成。机柜内的所有电子模块均是标准化、模块化和插入式的结构。执行控制和逻辑功能的处理器模块冗余配置,一旦工作的处理器模块发生故障,系统能以无扰方式快速切换至其冗余的处理器模块,并给出报警信号。关键的测量信号(如汽机转速)也冗余配备,分别送往不同的I/O模块。

操作员控制板作为 MEH 系统的人机接口, 由此向给水泵汽轮机发送必要的指令, 并向运行人员提供所需的显示和报警信号。当 MEH 纳入分散控制系统 (DCS) 时, 不再需要操作员控制板, 而采用 DCS 的操作员站作为人机接口。

jishui chuyang

给水除氧 (feed-water deaeration) 除去锅炉给水中溶解氧的技术措施。锅炉给水中的溶解氧是造成热力设备腐蚀的首要因素之一, 给水进入锅炉前必须采取有效措施去除和控制溶解氧含量。

世界各国根据锅炉压力参数, 都有可遵循的给水溶解氧浓度指标。中国 GB12145—1999《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准》中也有明确规定。为达到规定标准, 常用的给水除氧有热力法和化学法两种, 以热力除氧为主, 化学除氧为辅。

热力除氧 根据气体溶解定律, 即亨利定律, 将含氧给水加热到相应压力下的沸腾温度, 使溶于水的氧和其它气体解析出来。火力发电厂锅炉给水系统都采用将给水和蒸汽直接接触的混合式热力除氧器。常用的工作压力有 0.12 MPa 和 0.6 MPa 两种。热力除氧器有淋水盘式、喷雾填料式和膜式等不同结构。其中喷雾填料式除氧器除氧效率较高, 对负荷和水温变化的适应性较好; 膜式除氧器的传热传质方式是射流和旋膜, 除氧效果好, 适应性好, 运行比较平稳。为进一步提高除氧效果, 可在水箱内加装再沸腾装置。

化学除氧 在除氧器出口的给水中添加除氧剂, 经过化学反应, 清除残留在给水中的溶解氧。选用的化学除氧剂应具备反应迅速、药剂本身和反应产物对锅炉无害的条件。传统的给水化学除氧剂, 主要是亚硫酸钠和联氨。

亚硫酸钠处理 当锅炉压力在 6.18 MPa 以下时, 一般可采用亚硫酸钠除氧。亚硫酸钠是白色或无色结晶, 易溶于水, 它与氧反应速度快, 除氧效率高, 价廉且无毒。但亚硫酸钠处理将会增加给水的溶解固形物含量, 在锅炉压力 6.18 MPa 以上的饱和温度下, 亚硫酸钠会分解为有腐蚀性的硫化氢和二氧化硫。因此, 不能用作高压及以上锅炉给水的除氧剂。

联氨处理 高压及以上锅炉普遍使用联氨作为化学除氧剂。联氨处理不增加给水的含盐量, 且有钝化铜和铜金属表面的作用。联氨除氧的效率与给水的 pH 值和温度有关。(见联氨处理)

20 世纪 80 年代以来, 国外开发了不少新型化学除氧剂, 如碳酰肼、甲基乙基肟肟、异抗坏血酸和对苯二酚等。国内也有使用甲基乙基肟肟、异抗坏血酸的电厂。

jishui chuli

给水处理 (feed-water treatment) 采用物理化学方法, 将给水中溶解氧控制在允许范围内, 并进行 pH 值调节, 保持规定的水质条件, 防止热力设备结垢和腐蚀的一种技术措施。

火力发电厂的锅炉给水由汽轮机凝结水、化学补给水和热力系统中各种疏水构成, 对于热电厂还包括生产返回水。这些给水的组成部分, 虽然经过处理, 达到各自的水质标准, 汇集起来的给水水质比较纯净, 但却含有溶氧和二氧化碳等侵蚀性气体, 且水的 pH 值较低, 往往引起给水系统设备及管道的金属腐蚀, 腐蚀产物随给水带进锅内, 可造成锅炉受热面的结垢和腐蚀, 引起严重后果。

给水处理的主要作用, 是减少给水中带进锅炉的金属氧化物, 除去或控制水中溶解氧含量及为中和二氧化碳而对 pH 值的调节, 保持一个有利于在金属表面形成和修复保护性氧化膜的介质条件。

防止给水系统氧腐蚀的方法比较成熟。早在 20 世纪 30 年代, 火电厂已装有热力除氧器, 并采用亚硫酸钠作为辅助的化学除氧剂。以后, 为适应高参数锅炉对水质的要求, 用联氨代替亚硫酸钠作为除氧剂。70 年代以来, 在改进除氧器结构和选用新型化学除氧剂方面取得了不少成果。

为了防止给水系统中的二氧化碳腐蚀, 除了避免空气漏入系统, 提高除氧器效率外, 还必须向给水添加碱化剂, 以中和游离二氧化碳, 将 pH 值调节到规定值, 常用的碱化剂是氨。给水氨处理对钢铁材料的防腐效果明显。如采用吗啉和环己胺等氨的有机衍生物, 还能抑制黄铜的腐蚀, 但价格较贵。

联邦德国和美国在 20 世纪 60 年代初期, 提出了钢在含氧纯水中的耐腐蚀理论, 即在纯度很高的中性水中, 一定浓度氧的作用不是引起腐蚀, 而是抑制腐蚀。联邦德国首先在火电厂实现了中性给水的加氧处理 (也称中性水处理), 取得显著的防腐蚀效果, 并解决了直流锅炉水冷壁管产生波纹状沉淀物而引起压差上升的问题。70 年代中期, 又进一步开发了加氧和加氨的联合水处理, 并得到了应用和推广。

jishui kongzhi xitong

给水控制系统 (feed-water control system)

使给水量适应锅炉的蒸发量, 并维持锅筒水位在允许范围内的自动控制系统。锅筒水位过高或过低, 对锅炉和汽轮机的运行安全有严重影响, 因此, 给水自动控制系统在锅炉运行中应用得最早, 也是应用得最普遍的自动控制系统。

锅炉给水调节对象的动态特性 锅筒中的水位是



锅炉内储水量和水面下汽泡体积的反映。影响水位变化的主要原因有：锅炉的给水量与其蒸发量不平衡。除蒸汽负荷变化引起水位变化外，还可能由其他原因使水位变化，例如锅炉压力变化引起锅炉水中含汽量的变化；给水泵出口压头和给水泵电动机转速等的变化引起给水流量的变化。炉膛内燃烧工况的变化也会使水位发生变化。

锅筒式锅炉给水调节对象的输出是锅筒水位，它在主要扰动下的阶跃响应曲线示于图1。当给水量阶跃增加时，水位响应一开始有延迟的惯性，然后不断上升，呈现无自平衡能力的特点；当蒸汽量阶跃增加时，锅筒水位一开始以较快速度上升然后下降，在响应初始阶段的这种水位变化常称为“虚假水位”现象。

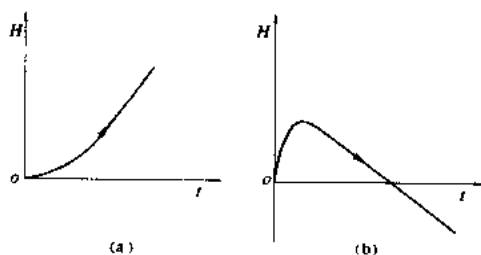


图1 给水调节对象的阶跃响应曲线

(a) 给水量阶跃增加时；(b) 蒸汽量阶跃增加时

给水控制的原则性系统 锅筒水位的调节手段（调节量）是给水流量，实现水位自动控制的原则性系统主要为单冲量给水控制系统、双冲量给水控制系统和三冲量给水控制系统等三种。

单冲量给水控制系统 只根据锅筒水位的变化来控制给水阀门开度，其原理如图2所示。单冲量即指锅筒水位 H ，这是最简单的控制方案。

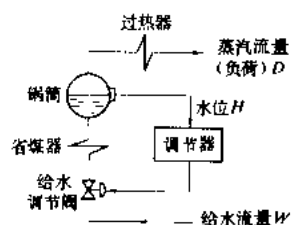


图2 单冲量给水控制系统原理图

这种控制系统的主要问题是，当锅炉蒸汽负荷增加时，由于锅炉水中汽泡量增加产生“虚假水位”，而使给水调节阀一开始朝减少给水量方向动作，这就扩大了蒸汽流量与给水流量之间的不平衡，而后就使水位以较快速度下降，产生较大的水位偏差。因此，单冲量给水控制系统只能适用于水容量相对较大以及蒸汽负荷比较稳定的小容量锅炉。

双冲量给水控制系统 除水位信号 H 外，在调节器输入信号中增加了蒸汽流量信号 D 所组成的给水控制系统，其原理如图3所示。

当蒸汽负荷变化时，蒸汽流量信号 D 将使给水调

节阀向着与负荷变化相同的方向动作，从而抵销“虚假水位”所造成的不利影响。因此，双冲量给水控制系统

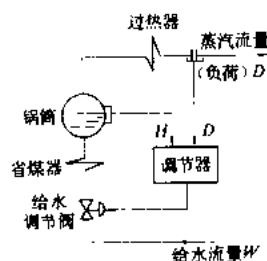


图3 双冲量给水控制系统原理图

适用于蒸汽负荷经常变化的锅炉。但是，这种控制系统的缺点是不能及时反映和补偿给水方面的扰动（如给水压力变化所引起给水流量的增减）。因此，对于给水流量经常发生扰动的情况，还应采用其他措施。最合理的方法就是直接

测量给水流量作为另一个调节信号。

三冲量给水控制系统 根据锅筒水位 H 、蒸汽流量 D 和给水流量 W 三个信号去调节给水流量所组成的控制系统，其原理如图4所示。

图4(a)是单级三冲量给水控制系统。在该系统中锅筒水位 H 是主要控制信号（即被调量或主要反馈信号），给水流量 W 和蒸汽流量 D 分别作为水位控制的辅助反馈信号和前馈信号。当蒸汽流量 D 改变时，调节器立即动作，去适当地改变给水流量 W ；而当给水流量 W 自发地变化时，调节器也能立即动作，使给水流量恢复到原来的数值。这样，就可有效地控制水位 H 的变化。

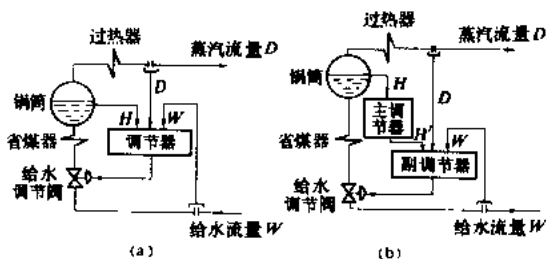


图4 三冲量给水控制系统原理图
(a) 单级；(b) 串级

串级三冲量给水控制系统如图4(b)所示。主调节器接受水位信号 H 作为主控信号去控制副调节器。副调节器除接受主调节器输出信号 H' 外，还接受给水流量 W 反馈信号和蒸汽流量信号 D 。主调节器（又称校正调节器）主要是通过副调节器对水位进行校正，使它保持在给定值。当给水流量扰动时，副调节器的作用是迅速动作使给水量不变；当蒸汽流量扰动时，副调节器迅速地改变给水量，使给水量与蒸汽量成适当比例。

当用定速给水泵供给锅炉的给水时，上述给水控制系统中用改变给水调节阀的开度来控制给水量，现代大型单元机组广泛采用变速泵供给锅炉的给水，给

水控制系统应用改变泵速的方法去改变给水流量。(见给水泵汽轮机控制系统)

参考书目

陈爽九, 热工过程自动调节原理和应用, 北京: 水利电力出版社, 1982

谢麟阁等, 自动控制原理, 北京: 水利电力出版社, 1986

j.shui tiaojiefa

给水调节阀 (feed-water control valve)

见调节阀。

j.shui xitong

给水系统 (feed-water system) 除氧器给

水箱中的给水经给水泵升压并经过高压加热器加热后送到锅炉省煤器进口的管道系统。给水系统除主给水管外, 并设有分支管路接向有关减温器和由给水泵出口送回除氧器给水箱的给水再循环管。在机组启动和低负荷运行时, 给水再循环用来防止给水泵产生汽蚀。给水再循环流量由装在再循环管道上的最小流量阀进行调节, 并由装在给水管路上的流量计的最小流量信号控制。

高压加热器需设置旁路, 可以采用数台高压加热器一个大旁路, 也可采用一台高加一个小旁路的系统, 前者阀门少, 系统简单, 但要求锅炉允许高加全部解列后低温给水进入。

火电厂常用的给水系统有母管制、切换母管制和单元制等几种类型。

母管制系统 将可联在一起的除氧器给水箱都联接到低压母管, 各台给水泵亦从低压母管吸水。给水泵出口侧设有冷压力母管经过高压加热器接到锅炉侧热压力母管, 再分别接到各台锅炉。备用给水泵接在低压母管和冷压力母管的两个分段阀门之间。冷压力母管和热压力母管之间, 通常还装设不经过高压加热器的“冷供管”, 在高压加热器因故障退出运行或机组启动时可以通过冷供管向锅炉送水。

母管制给水系统有利于系统中设备统一调度和负荷的经济分配, 有较好的可靠性和灵活性, 但系统比较复杂, 管材消耗和阀门数量较多, 在机、炉容量和给水泵容量相互不匹配的中小型凝汽式电厂和供热式电厂中常采用这种系统。

切换母管制系统 带有切换功能的母管制系统。低压母管采用单母管分段, 每台给水泵、汽轮机和锅炉组成一个单元, 给水泵出口侧与母管相连处, 有三个切换阀门成 Y 形连接, 通过切换阀门可以根据运行需要按单元制或母管制运行。锅炉侧一般不设高压母管。备

用给水泵装在低压母管和冷压力母管之间, 作为公共备用。切换母管制给水系统兼有母管制和单元制系统的特点, 多用于高压凝汽式电厂。

单元制系统 单元机组之间互不联系的给水系统。每个单元的工作给水泵和备用给水泵通过吸水侧母管从给水箱吸水, 经高压加热器送到锅炉省煤器进口。主要特点是系统简单, 管道短捷, 阀门和管件较少, 压力损失小, 便于单元机组机炉之间的协调控制, 有利于主厂房的设备布置。因单元之间不能交叉运行, 每个单元都必须有备用给水泵, 所以全厂给水泵总容量较大。这种系统多用于大容量中间再热式机组。

j.suanji bixu sheji

计算机辅助设计 (computer-aided design, CAD)

工程设计人员借助于计算机, 采用系统工程方法, 以人机交互方式, 完成设计的专门技术。即在人的设计思想指导下, 由计算机协助人来完成部分或大部分设计任务。人的设计思想通过编制的程序反映出来, 再通过执行程序来加以完成。在设计过程中, 可以利用计算机进行有关资料 and 数据的检索, 进行高速数学逻辑运算; 利用计算机网络进行信息传输和资源共享; 利用三维可视化技术进行三维建模和碰撞检查; 并从输出设备获得所需的图纸及文件。采用 CAD 可以提高设计质量, 增加设计深度, 缩短设计周期, 降低设计劳动强度和生产成本。在工程设计中 CAD 正在逐步代替大量的手工设计, CAD 技术已成为现代火力发电厂设计中必不可少的工具。

CAD 开发应用情况 美国在 20 世纪 60 年代开始研究计算机辅助设计, 首先应用于集成电路的产品制造设计, 然后很快推广到工程设计。70 年代美、欧、日等国已有工程设计公司开始装备 CAD 系统。

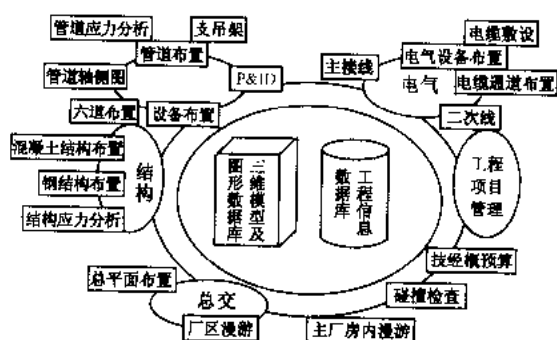
80 年代, 美国的工程设计公司已普遍装有几十到上百个 CAD 工作站, 利用 CAD 完成全部设计工作量的 30%~50%。90 年代 CAD 技术的深入应用使产品和工程设计的工作内容和方式发生了根本性变革, CAD 技术已成为发达国家保持竞争优势、开拓市场的重要手段。

随着计算机性能成数量级的提高, 其价格成倍地下降。随着“网络通信的普及化”、“信息处理的智能化”、“多媒体技术的实用化”的实现, CAD 技术的应用越来越广泛、深入, CAD 技术正向着开放、集成、智能和标准化的方向发展。

中国火电厂的 CAD 开发应用, 大体开始于 70 年代中期。电力设计部门在 70 年代末 80 年代初也开展了 CAD 优化设计和绘图工作。90 年代随着微机的发展, 开始利用微机绘图, 相继引进、开发出管道支吊架、

钢桁架、混凝土框架配筋、电缆敷设、二次线接线等 CAD 软件。随后,又开发了电厂三维设计软件系统,可用于电厂主厂房设计中各专业三维模型的设计和布置,并对全部三维模型进行模型合并及碰撞检查,为检修和安装,提供了动态碰撞检查手段。从 90 年代末开始,电力设计部门正在建设以网络为支撑、以数据库为中心、达到国际先进水平、适合中国国情的电厂三维设计集成系统。

CAD 系统工程 火力发电厂 CAD 系统由电厂设计各专业(机务、电气、土建、水工、技经等)的应用软件通过网络和数据库以一定的方式相联系而构成。该应用系统是一个多机化、分布式的应用体系,典型的火力发电厂 CAD 系统的逻辑结构图是一例。



典型的火力发电厂 CAD 系统的逻辑结构图

完整的 CAD 系统应具备的功能是:①能快速进行计算和形成图形;②能对大量的程序、数据信息进行存储和快速调用;③能接受人工干预进行人机交互操作;④具有输入图形、设计参数和文字的手段;⑤具有输出数据信息、图形和设计文档的能力。

电厂设计是一种多层次、多专业联系密切的,计算、制图及资料交换等任务非常繁重的技术工作。一般采用多层分布式的计算机网络系统,由三层组成,第一层为公共层,由全企业共享。该层包括大型工程计算软件,大型工程项目管理软件,大型数据库和公用设备:磁盘机、光盘机、磁带机、扫描仪、绘图仪、打印机、复印机等。第二层为部门层,各有独立的服务器,在服务器上为每人开辟存储空间,作为个人资源的二层保护区,也为三级资源保护提供原始信息。第三层是用户层。用户通过客户机可以访问多层服务器,共享服务器资源或卸载网上需要的资源,开展设计与管理工作的。

CAD 除了需用通常的操作系统、编译系统等软件外,还要有各种支撑软件和专用的应用软件,主要是用于支持各 CAD 工作站间数据通信和网络活动的网络软件,用于建立使用和维护数据库的数据库管理软件,用于图形的生成、显示、变换、修改操作和交付绘图机输出的图形软件,以及为完成特定的工程设计内容所

需的各种辅助设计应用软件。电力工程 CAD 系统以专业为单位划分成若干个子系统。

CAD 的应用 应用类型一般分信息检索型、修改型和对话型三种

(1) 信息检索型:将典型设计,定型设计图纸通过图形输入设备输入存储器,需用时通过检索由绘图仪绘出。这种类型对图形输入输出方便,但不便于图纸的修改。

(2) 修改型:按设计者设计构思检索参考图形,通过专用的修改软件对原图进行修改加工直到满足设计要求,然后绘出。

(3) 对话型:主要通过图形输入、输出设备进行人机交互操作来产生设计图形,并与各类计算分析软件和工程信息数据库相联。这种类型有较大灵活性,但首先需开发软件,所以软件开发工作量较大。

工程设计中的应用具体体现在以下各主要方面:

(1) 设计基础资料的收集分析和整理:电厂设计需用的大量工程设计依据,厂区地形、地质、水文、环保、动力和废弃物排除以及设备材料等基础资料,这些资料部分由人工搜集或从网络上获取后存入计算机,部分可以由遥感技术获得的图片、胶片上的信息经数据处理后输入存储器,由计算机分析整理,供设计应用。

(2) 设计方案研究:对工程厂址总体规划、建厂条件和各工艺系统进行方案优化选择。CAD 系统根据设计规程、规范、导则和手册等指导性文件以及各项参考设计标准,运用系统工程理论对方案进行经济分析、可靠性分析、技术特性指标测算和技术经济综合评估。

(3) 分析计算:进行工程计算和专题研究。如电力系统潮流计算、稳定计算,高温高压汽水管应力分析计算,厂房框架结构应力计算,冷却塔结构计算等。CAD 中的分析计算原始数据主要来自公用数据库,计算程序备有必要的绘图接口,使其具有产生、输出图形和接受设计者干预的能力。

(4) 设备选择与布置:可根据给定的技术要求检索设备库数据,提出设备配置方案;对各设备技术指标进行校验和方案比较选出合理的型号规格;通过 CAD 模型设计,显示出主设备、管道、电缆通道等布置情况,并通过专用的碰撞检查软件来校核它们的安装尺寸和安全维护操作空间,使各设备布置合理,避免全厂管系、通道、设备及构筑物之间相互碰撞,对一些大型设备的起吊、搬运和组装空间,也可由 CAD 系统来检查校核。

(5) 绘图:图纸是电厂设计成品的主要形式之一,计算机绘图按其工作不同分为脱机绘图、交互式制图和交互设计系统三种。脱机绘图是由外部测得或程序运行所产生的数据,通过数据处理加工成图形信息由



绘图仪输出图纸,例如绘制电厂厂址地形图、地貌图、等高线图、鸟瞰图、线路路径剖面图、发电机组功角摇摆曲线和电力潮流图等。交互式制图是通过图形输入输出设备,对图形进行平移、旋转、变比例、复制和连接装配等交互操作产生图纸。它通常用于新系统、新部件或具有层次结构、网络结构特点的图形制作。交互设计系统是指分析计算与交互图形处理功能相结合的自动设计系统。

1.3.2 计算机监视系统

计算机监视系统 (computer monitoring system) 以计算机为核心对生产过程进行全工况开

环监视的系统,也称数据采集系统 (data acquisition system, DAS)。计算机监视系统按其功能可归纳为信息输入、信息处理、安全监视(报警处理与操作指导)、人机联系及信息输出几个部分。

信息输入 计算机系统接受被监视对象的输入信号及对各类不同信号的预处理。

常见的输入信号有模拟量、开关量和脉冲量三种。

模拟量 用连续的物理变量表示的参数信号,如压力、温度、流量、液位、电流、电阻、氧量、窜轴等。它们通常以电流或电压的形式输入计算机系统,常有毫安级、伏级和毫伏级等。

计算机的输入部分根据模拟量参数信号的变化时间常数及其重要性,以不同的周期进行采样。采样周期一般为1~15 s。在有的系统中,当参数异常时,系统对异常参数信号加速采样,以加强监视。

计算机系统对模拟量信号的预处理包括:信号的误差检查及正确性判别;对波动较大的信号进行数字滤波;对硬件放大器的零漂进行修正;参数信号的标度变换(标度变换指将采样输入的二进制码变换为对应物理量的工程单位值);有关的补偿计算(如蒸汽流量的温度和压力补偿、热电偶的冷端补偿等)。模拟量信号的输入精确度由模拟量输入通道的模/数转换(A/D)的位数决定。

开关量 可用离散的状态来表示的参数信号,如阀门的状态,设备的起、停,连锁的动作等。一个开关量可以用一位二进制数来表示“开”或“关”两个状态,也可用二位二进制数来表示“全开”、“全关”或“半开半关”三个状态。

开关量信号的输入方式可以有采样和中断两种。采样开关量的输入是通过计算机系统周期性扫描而获取的。中断开关量是指对时间要求严格或相当重要的开关量,一旦动作,立即以中断的形式通知计算机,因此它们有很强的实时响应性。

计算机系统对开关量信号的预处理包括:状态动

作的确认、动作时间的记录及相应的变态处理。

脉冲量 被监视对象发出的脉冲计数信号,如脉冲电度表的输出。脉冲量一般用于参数的累计计算之用。计算机对其进行脉冲个数和参数值的变换计算。

信息处理 计算机系统对内部信息进行定期计算和信息管理。

定期计算 包括常规计算及有关的性能指标计算。常规计算为参数的和、差、积、商、平均、累计、变化率等计算。性能指标计算根据不同的系统具有不同的内容,它们都围绕生产过程的有关经济指标,例如:锅炉效率、过量空气系统、汽轮机汽耗、汽轮机热耗、蒸汽过热度、凝结水过冷度、机组寿命、能损分析(主要参数偏离额定值对机组经济性的影响)、厂用电率、发电热耗率、供电热耗率、发电机转子绝缘、失磁计算等。为了区别方便,常把经计算得到的参数称为一次参数或派生参数,而对采样输入的参数称为一次参数。

信息管理 计算机对内部信息进行组织和管理。通常为了查证主设备的历史工况,一般都建立历史数据库,存储一定时间内的主要参数信息和一些必要的备忘信息,随着时间的推移不断地更新。这些参数可供操作人员随时调用输出。

安全监视 由报警处理和起、停操作指导两部分组成,它是安全监视系统的核心功能。

报警处理 计算机对被监视对象异常时的处理方法。报警处理按其智能化程度一般可以分为异常检测、故障定位和事故分析三个层次。异常检测是指系统自动检测异常状态的模拟量(含二次参数)和开关量。一旦发现,立即向外报导(通过打印机或CRT显示器)。一般来说对模拟量(含二次参数)至少具有两个以上的上、下限越限值。异常检测往往是异常一点,对外报导一点,因此又称为单点报警。故障定位又称成组参数报警,是在异常检测的基础上,对异常参数自动定位,确定故障的工艺子系统,并自动显示相应子系统的的所有参数、相关参数、参数画面,供运行人员及时加强监视。事故分析是对现场发生的事故,计算机系统进行事故原因分析,在推出相关参数画面的同时,提示分析结果。

当生产过程中的主设备故障跳闸时(如锅炉灭火,汽机跳闸,发电机解列),系统对与此有关的参数进行事故追忆,一般追忆事故前、后几分钟的参数值,并自动向外报导。此外,大型机组均配有事件顺序(SOE)记录功能。

起、停操作指导 对被监视对象起、停阶段的监视功能。电厂中对火电单元机组的起、停操作指导是计算机监视系统全工况监视中不可缺少的一个组成部分。



在机组起、停控制中一般是通过分阶段控制的方法来实现的。即人为地把单元机组的起动—正常运行—停机过程划分为若干个相对独立的阶段（如划分为：上水、点火、暖机、并网、正常运行、停炉、解列、停机等几个阶段），而在每两个阶段交替时将作相应的工况调度，在改变对主设备监视方案的同时，一方面根据现时的工况，进行相应的运行操作提示，另一方面根据运行监视的需要不断地改变CRT（屏幕显示器）的显示画面，以此来完成机组起、停过程的操作指导。

人机联系 计算机系统和操作人员的界面，它实现在线的人机对话。在单元机组计算机监视系统中，人机联系是通过操作站来进行的。操作站至少分为运行员操作站和工程师操作站两个级别。在有的系统中，还设有面向生产管理的工程师操作站。

运行员操作站 运行值班人员了解生产过程实时运行工况的手段。根据规模大小不同，监视系统一般设置2~5个运行员操作站。运行员操作站主要由CRT显示器和操作键盘组成。

CRT显示器一般为19~21英寸的彩色监视器，大多采用1280×1024点阵的监视器。CRT显示器显示各种不同的画面，并以一定的周期根据主设备的实时工况来更新画面上的有关图素（包括模拟量的数值，开关量的状态及随时间增长的曲线趋势），CRT显示器上参数更新的周期约1s。CRT屏幕上至少分为时钟区和主屏区，时钟区显示系统的实时时钟，而主屏区则根据需要显示各种不同的画面。在有的CRT屏幕上还增开小窗区和键盘回送区。小窗区显示有关的提示信息，键盘回送区确认运行员操作站键盘操作的具体内容。CRT显示器上显示的画面常见的有：模拟图、条形图、参数画面、一览画面、曲线趋势显示等类型。

模拟图用图形直观形象地表示一个工艺系统的流程。

条形图又称为棒状图，用一组水平或垂直的条形长短表示相关参数的大小。

参数画面显示若干个参数的名称、数值、单位（若是开关量则显示开关状态）及必要的其他信息。参数画面可用作报警提示、操作指导、正常的运行监视等。

一览画面或是概貌性的提示画面，或是按属性检索画面，如报警参数一览、模拟量参数一览等。

曲线趋势显示以时间为横坐标，参数值为纵坐标，用随时间逐步变化的坐标中的点来表示有关参数的变化趋势。在曲线趋势画面中一般可以同时显示一个以上的参数随时间变化趋势。

CRT显示器上的画面，一般都是离线组织的，在有的系统中提供了在线修改或重新组织画面的手段。

一般要求CRT显示器的响应时间不大于1~2s。

操作键盘 运行员与计算机系统对话的工具。运行员操作站的操作有如下几种方式：专用键盘，工业控制键盘，鼠标等。键盘上的每一个按键都定义不同操作的含义。运行员通过按键对系统提出各种要求。一般来说，运行员操作站键盘对系统作用的权力都受到一定的限制，其操作不会影响计算机监视系统的正常运行。根据操作含义的不同可以把所有按键归纳为：直接输出键、组合输出键和特殊功能键。直接输出键是通过一次按键来实现输出请求的，包括请求显示指定的CRT画面或打印某一表格等。运行监视中经常性的输出要求或紧急情况下的输出要求，往往是采用直接输出键来实现的。组合输出键要通过两次以上的排码组合才能达到请求输出的目的。特殊功能键是完成输出请求以外的其它操作，包括对CRT显示器画面的作用（画面前翻、画面后翻、画面暂停、画面清除等），对运行阶段的人工干预、对模拟量或开关量的开放与关闭等。

工程师操作站 提供计算机系统维护人员在线干预系统运行的手段。工程师操作站在监视系统中一般只有一个，它包括一个字符终端及打印输出设备（打印机或电传打字机）。工程师操作站具有比运行员操作站更高的操作权力。一般情况，它能干预监视系统的起停、修改系统时钟、在一定程度上改变运行员操作站的操作权力、修改系统文件中的有关内容，有的系统还具有后台操作的功能。工程师操作站还可决定或改变计算机各项任务内容，如预设或修改CRT画面，修改组态图，下载软件诊断系统设备，设定打印格式，预设追忆点等。

信息输出 计算机监视系统的内部信息向外报导的手段，主要有三种形式：显示输出、记录输出及声光输出。

显示输出 主要指运行员操作站的CRT显示，它反映了设备运行的实时工况。

记录输出 提供备忘输出的手段，常用的记录输出设备为：打印机、多笔记录仪及拷贝机。

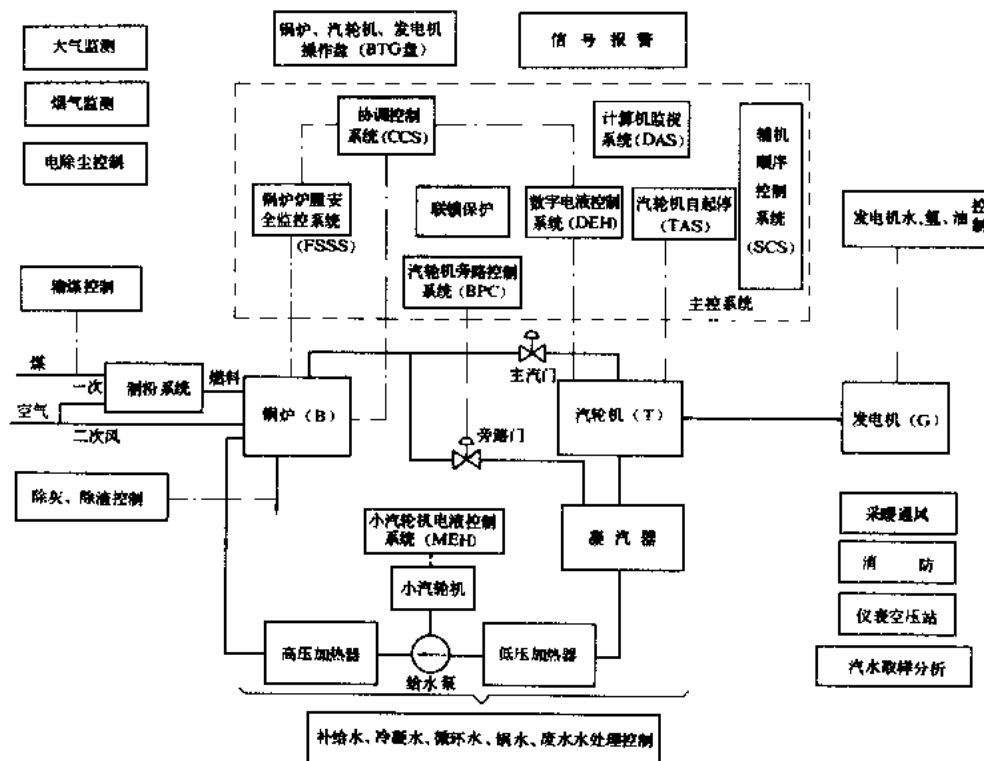
打印机的输出形式为打印表格。中国研制的系统中，打印机都具有汉字输出的功能。常见的打印输出表格有：班、日报表；运行累计表；事故追忆报表；事件顺序记录（中断开关量的跳闸顺序记录）；各种操作记录；历史数据打印；定时选点打印；报警打印及反映系统状态的一览打印等。打印机的打印输出一般有三种方式：定时打印、召唤打印及报警自动打印。

多笔记录仪记录模拟量的变化趋势，操作人员可以通过键盘操作来改变多笔记录仪的输出内容。

拷贝机则根据运行要求，可以将CRT显示器的显

示内容拷贝下来,以作备忘。在有的系统中用彩色打印机兼作拷贝机用。

声光输出 一种辅助的输出手段,它常常通过开关量输出来实现,一般用作报警的提示输出。



“计算机监视+模拟或数字控制”的单元机组控制系统示意图

ji suan ji kong zhi xitong de kang gan rao

计算机控制系统的抗干扰 (anti-interference of computer control system) 对计算机控制系统内部和外部的电气干扰加以抑制或消除的措施。生产过程要求计算机控制系统能连续、可靠地工作,过程控制计算机系统置于生产现场,工作环境较差,各种干扰严重,提高计算机系统的抗干扰能力是提高系统可靠性的重要方面。

干扰源 主要是电气干扰。由外部和内部的电气干扰源产生的多种电气瞬变脉冲,通过一定途径,对控制系统的正常工作造成一定程度的影响。干扰的来源可以是:①内部干扰,源于系统内部数字电路的高频脉动电流和较强的模拟信号,包括电路在动态工作时引起的过度干扰以及包括信号线间相互串扰等的固定干扰;②外部干扰,包括闪电、雷击、地球及宇宙辐射等自然现象引起的自然干扰以及来自电源系统电源线及接地线上的干扰。

一般把干扰分为常模干扰、共模干扰和串模干扰。主要通过三种途径影响控制系统:①通过电源线和地线;②通过输入、输出线;③通过电磁感应和辐射进入计算机。

常模干扰 所有叠加在线路电压正弦波上的干扰都称为常模干扰,它包括电网的过、欠电压,电网的瞬态突变,半周电压、停电、尖峰、射频干扰及波形失真等。常模干扰是供电问题引起微机不能正常工作的主要原因,它占电网干扰总成分的99%以上。

共模干扰 产生于电网零线与真正接大地的地线间的干扰称共模干扰,又称共态干扰、纵向干扰。它往往是电场耦合、磁场耦合、地电位差以及化学或热电势等作用的结果。只有信号两端出现不可避免的平衡时,共模干扰电压将转换为差模干扰而影响系统。

串模干扰 又称差模干扰、横向干扰,它是叠加在被测信号上的干扰。可能是信号源本身造成的,也可能是信号传输线拾取外界电场、磁场等干扰形成的。它与被测信号所处地位相近,串联在测量回路中,干扰信号经常是一些杂乱的波形且变化比被测信号快。

抗干扰措施 针对主要的干扰源,尽量衰减其能量,削弱其峰值,然后阻止其剩余的部分进入微机系统。一般采用克服空间感应的抗干扰措施、过程通道的抗干扰措施、电源系统抗干扰措施以及地线配置抗干扰措施和软件设计上的抗干扰措施。

克服空间感应的抗干扰措施 空间感应的主要来

源是电磁场在空间的传播,一般采用良好的屏蔽和正确接地的方法加以解决。电场屏蔽解决分布电容问题,一般接大地。电磁场屏蔽主要避免高频电磁场辐射干扰,由连接大地的低阻金属材料做成屏蔽层;为防止磁感应、磁耦合,磁屏蔽层采用高导磁材料并接大地。

过程通道的抗干扰措施 工业现场的传感器、执行机构离主机房较远,输入、输出线数量多、距离长,极易受周围强电设备的干扰,要求过程通道设备本身具有很强抗干扰能力,并采取:①信号线远离动力线和强电设备;②电源和信号线分别走线,输入、输出线分别走线,模拟信号和数据信号分别走线,避免相互干扰;③选择带屏蔽层的双绞线、同轴电缆或在埋地铁管中走双绞线来连接信号,并配以良好的接地措施。

由于过程通道地线与计算机主机的地线之间存在电位差,并可通过公共地线引入各种干扰,这是干扰通过过程通道引入主机的主要原因,故要求切断过程通道与主机之间电气上的联系,去除地线环路造成的干扰,主要方法有:①通过采用高共模抑制比的差动放大器;②三线采样方式和双层浮地屏蔽;③采用输入、输出部分单独供电、信号磁耦合的隔离放大器,完成模拟与传输通道的隔离;④采用光电耦合,使输入、输出不再共地。

电源系统的抗干扰措施 交流电源的大多数工业干扰的传播途径,向计算机提供优质的直流电是抑制电源系统干扰的关键。计算机大都使用 220 V、50 Hz 市电,为避免其他用电设备干扰,计算机必须由配电室单独引电源线,并合理配置和使用稳压装置,如采用交流稳压器,电源低通滤波器或一捆双绞线组成的分布参数低通滤波器、“磁饱和铁磁谐振稳压器”和“净化电源”等。其他措施包括:采用 UPS(不停电电源);采用抗干扰屏蔽变压器;采用抗干扰能力强的开关稳压电源(它是开关频率达 10~20 kHz 的脉冲调宽直流稳压器,体积小、功耗低、效率高、抗干扰能力强);采用分布式独立供电,减小各功能模块通过公共电源的相互影响。

“地”线配置的抗干扰措施 正确的接地是计算机实时控制系统抑制干扰的主要方法。将接地和屏蔽正确地结合起来可以克服大部分干扰。计算机过程控制系统的地线有电源交流地线、设备的安全保护地线和计算机系统的直流地线。要求:①计算机自身应有良好的地线,机房地线应在机房周围埋设网状地线,接地电阻不大于 $2\ \Omega$;②交流地线和直流地线不能短接或混接,否则会造成严重干扰,不允许交流走线与直流地线贴紧或平行敷设;③系统中每个装置只能有一个接地点,同一装置的模拟、数字、功率、传感器信号电路各自分别连接,然后汇流到一点,系统地线应尽量短而

粗,以减少接地电阻;④不能把交流地线当作安全保护地线。

软件设计上的抗干扰措施 在恶劣的工业生产环境,除了针对受控对象的实际情况在硬件上采取有效措施外,又要求采用软件方法来消除窜入系统的干扰,其措施为:①采用数字滤波,可用多次采样取平均值的平均法或多次采样去除最大、最小值后取平均值的比较平均法;②指令复执,即机器检查发现错误之后,让当前指令重复执行若干次,若仍解除不了故障,则需采用故障诊断技术;③程序卷回,即不是复执一条指令而是复执一段程序;④程序死锁或失控后的自恢复功能等。采用什么样的软件去排除干扰,要根据系统具体情况,找出相应的策略,并用程序来实现。

参考书目

袁忠长. 微型计算机实时控制抗干扰. 北京: 机械工业出版社, 1986

肖冬荣. 微型计算机实时控制的抗干扰. 武汉: 湖北科学技术出版社, 1985

jsuanji xitong tiaozheng shiyan

计算机系统调整试验 (computer system commissioning test)

主要内容是: 输入/输出(即 I/O)调试、硬件调试和软件调试。因计算机和外部、外围设备是定型产品,软件已预先编好,所以现场工作量最大的是 I/O 调试,以保证信号进入计算机,并满足精确度要求。

输入/输出调试 内容有: ①对就地设备(包括一次元件、变送器、开关、继电器及执行机构等)安装前在试验室先进行试验调整;安装后在现场进行复核及作进一步调整。②计算机 I/O 模块的精度检验,即在输入端子排上加入相应的标准模拟量、开关量和脉冲量信号,并通过调用 I/O 软件,进行功能和精确度校验。③信号电缆敷设后进行查线核对。④将现场设备通过电缆与计算机 I/O 模块连成一体后对模拟量、开关量和脉冲量进行部分的或全部的现场校验。模拟量校验要在变送器输入端加入压力、差压等模拟信号,在测温一次元件输出端加入电信号,通过调试和 I/O 程序的处理,保证信号在零点、满量程和工作点的准确度达到要求。开关量校验要核查触点的状态及通电动作情况,对其中的压力、差压、温度、液位等开关量还要调整其设定值。

硬件调试 对计算机、计算机外部设备(打印机、显示器及其键盘、拷贝机、X-Y 绘图仪等)、外围设备(过程输入/输出装置)及输入/输出接口设备进行调试。主要项目有: 检查设备的接线,各个模块的位置及型号,各个选择开关的设定,电源及接地系统检查,设

备通电检查,接口设备检查,计算机、外部设备及外围设备的联调等。硬件调试在计算机与其外部、外围设备安装接线完毕后进行。

软件调试 内容有实时操作系统的确认,自诊断及调整程序的确认,应用程序的调试,调试的基本方法是输入相应的计算机程序和数据,使该程序运转,并核查其执行结果是否符合要求。实时操作系统包括硬设备管理程序(如外部设备及外围设备管理程序、外存储器管理程序、时钟管理程序、中断管理程序和人机联系程序等)及应用程序的管理程序,它和自诊断及调整程序都由制造厂家提供,在现场由用户进行确认。应用程序的内容,在计算机不参与控制的情况下,包括数据采集、参数监视(超限报警及屏幕显示)、制表打印、趋势显示记录和打印、事故显示记录和追忆打印、性能计算(如锅炉热耗计算、汽耗计算、锅炉效率计算、汽轮机效率计算、单元机组效率计算、厂用电率计算、汽轮机热应力及寿命消耗计算等)及操作指导等软件;在计算机参与控制的情况下,还包括机组的顺序控制、保护以及模拟量控制等。应用程序的调试有冷态调试及热态调试:冷态调试可在硬件复原调试完成后进行,热态调试在机组投入试运转的过程中逐项进行。

lishi jingqi zhibiao

技术经济指标 (technical and economical index) 衡量所设计的火力发电厂具有的技术水平和经济效益的主要评价指标。主要有供电煤耗率、厂用电率、发电单位成本、厂区占地面积等各项。

供电煤耗率 火力发电厂在一定时间内所消耗煤炭及其他燃料与发出电量之比,称为发电煤耗率。煤耗量与供电量(发电量扣除厂用电量)之比称为供电煤耗率。为使燃用不同发热量的煤炭或其他燃料的发电厂的煤耗率指标具可比性,通常将所消耗的燃料折算成标准煤(规定 29.3 kJ/g) 计算出的煤耗率指标,称为标准煤耗率,简称标准煤耗,单位为 $\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$,即每送出 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 电所消耗的标准煤重量。

供电煤耗率是反映电厂发电能源利用效率的重要指标,它反映了火电厂自身技术装备水平、生产运行和管理水平所带来的在燃料消耗量和耗电量上的高低差别,因而是衡量电厂运行经济性的基本指标,较之发电煤耗率具有更大的综合性。

随着蒸汽参数的提高,相应单机容量的增大,中间再热机组的采用,生产和管理水平的改善,厂用电量的降低,中国火力发电厂历年的平均供电煤耗率逐年下降情况见表。与工业发达国家相比,中国的综合供电煤耗率仍高出 $60 \sim 90 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。

中国 6 MW 及以上火力发电机组历年的

平均供电煤耗率 $[\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})]$

年 份	1980	1987	1990	1992	1995	1996	1997	1998
供电煤耗率	448	432	427	420	412	410	408	404

发电煤耗率按正平衡方法计算,反平衡方法校核。

厂用电率 发电厂为发电所耗用的厂用电量与发电量之比的百分率称为“厂用电率”。火力发电厂因燃料的品种不同,厂用电率会有较大的差异。燃油、燃气电厂的厂用电率要低于燃煤电厂;热电厂的厂用电率高于凝汽式电厂的;相同容量的机组也会因给水泵和磨煤机的选用不同而有不同的厂用电率。我国火电厂厂用电率逐年变化情况见表:

中国火电厂历年的平均厂用电率 (%)

年 份	1979	1985	1990	1993	1994	1995	1996	1997	1998
厂用电率	7.63	7.78	8.22	8.08	7.99	7.95	7.94	7.81	7.71

发电单位成本 火力发电厂发电成本由生产成本和财务费用组成。生产成本包括燃料费、购入电力费、用水费、材料费、工资及福利费、折旧费、修理费及其他费用。财务费用指建设资金由生产运行期归还的利息,经营性借款利息,生产流动资金借款利息以及汇兑净损失。

发电成本除以电厂发电量,称为发电单位成本。因此,电厂的年发电量越高,发电成本越低。

由于电厂造价的上升,新建电厂的发电成本由燃料费为最主要的成分已逐步变化为折旧费占成本中最大的份额,故近 10 年的发电成本也上升较快。对于已折旧完毕的老电厂,其成本大幅下降,这就冲减了发电成本的上升速度。

中国历年发电单位成本 $[\text{元}/(\text{MW} \cdot \text{h})]$

年 份	1980	1985	1990	1996	1997	1998
发电单位成本	27.57	38.04	66.48	152.69	164.43	280.30

厂区占地面积 包括生产区占地和厂前区占地。生产区占地面积按围墙轴线计算,征地时要购入边角地,故一般征地面积要稍大于图纸上的占地面积。当屋外配电装置、净化站、污水处理站等生产设施脱离厂区布置时,其用地应计入厂区内用地内。

电厂的具体占地面积随机组容量及系统的差别相差较大,更与设计标准等因素有关。中国新建 $2 \times 300 \text{ MW}$ 机组的一次循环电厂,以前厂区一般占地 40 ha 以上,现在已缩小到 $26 \sim 29 \text{ ha}$; $2 \times 300 \text{ MW}$ 机组二次循环电厂,现在也只占用 $29 \sim 31 \text{ ha}$,对其中厂前区的

占地, 以前都大于 2 ha, 现在都控制在 0.8 ha 之内。

Juergane Dianchang 250 MW xunhua lihuochuang guolu

加尔达讷电厂 250 MW 循环流化床锅炉

(250MW circulating fluidized bed boiler in Gardanne Power Station)

加尔达讷电厂位于法国南部普罗旺斯(Provence)省, 安装在该电厂的 250 MW 循环流化床锅炉(CFB)是直到 20 世纪末已商业运行的世界上最大容量 CFB 锅炉机组。该台锅炉由法国斯坦因(Stein)公司采用德国鲁奇(Lurgi)技术设计制造, 于 1995 年 10 月 29 日投入商业运行。

加尔达讷电厂 250 MW CFB 锅炉设计燃料为当地煤矿的高硫泥煤和其他煤种, 也可掺烧当地炼油厂生产的固体油渣。燃料特性见表 1。

表 1 加尔达讷电厂 CFB 锅炉燃料特性

成 分	单 位	Gardanne 煤	其他煤	掺烧燃料
全水分 M_{ar}	%	11~14	<12	0.4
灰分 A_{ar}	%	35	7~14	0.07
硫分 S_{ar}	%	3.65~4.14	>3	>4.55
低位发热量 $Q_{net,ar}$	MJ/kg	15.05	24.58	38.88
灰中 CaO 含量	%	57	<5	
灰中 SO_3 含量	%	11		
入炉煤粒度	mm	0~10 ($d_{50}=1$)		

锅炉为自然循环汽包锅炉, 外形及系统示意图 1 和图 2。悬吊燃烧室由膜式水冷壁构成, 高 37 m, 宽 11.5 m, 深 14.8 m。炉膛下部采用“分叉腿”(pant-

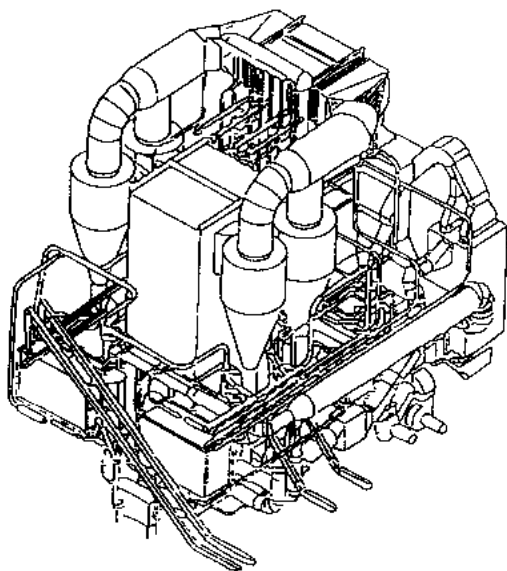


图 1 加尔达讷电厂 CFB 锅炉鸟瞰图

leg) 结构, 即衬有耐火材料的下部炉膛分为两个“腿”, 每个腿配有各自的布风板。每块布风板面积 36 m^2 。每个腿部设有两个进煤口、两个石灰石喷入口(均在侧端)及 5 个重油枪(前端)。在该炉上采用“分叉腿”结构主要是为开发更大容量 CFB 锅炉取得经验。它保证了二次风的有效射程和混合质量。

锅炉采用 4 个绝热的高温旋风分离器, 两侧墙相对布置。分离器内衬耐火材料, 内径 7.4 m, 底部支承。炉膛内除水冷壁外, 未布置其他受热面。4 个外置流化床换热器(外置床)分前、后墙布置。在外置床中分别布置中、低温过热器和高温再热器。炉膛温度由两个布置中温过热器的外置床调节控制(每个腿部一个)、过热汽温则用喷水减温器控制。外置床内衬耐火材料, 底部支承。

尾部烟道由水冷包覆管(蒸发受热面)构成, 烟道

内布置高温过热器、低温再热器和省煤器。锅炉采用双一次风机、双二次风机和双引风机系统(全部为离心风机)。一次风、二次风的空气预热器分别采用管式和回转式结构。空气预热器后布置一台袋式除尘器。

4 个独立给煤系统(每个腿部两个), 每个系统有一个锤击式碎煤机将燃煤破碎到 10 mm 以下, 然后通过输送机在循环回灰管上给人。煤仓下部安装有“空气炮”。破碎机内部装设有蒸汽干燥管。石灰

石用钢球磨破碎到 1 mm 以下, 再通过气力输送从炉膛下部喷入。锅炉布置两台流化床型冷渣器, 分前、后墙布置, 冷却后灰渣用刮板机输送到灰仓。

锅炉共布置三级启动燃烧器: 一次风管内安装两个天然气燃烧器, 热功率分别为锅炉满负荷时的 3%; 布风板上 1.5 m 高度处每个腿部安装 5 个重油枪, 热功率之和为锅炉满负荷时的 30%; 布风板上 7 m 高度处布置两个天然气燃烧器, 热功率分别为锅炉满负荷时的 3%。锅炉启动采用鼓泡床运行状态点火。冷态启动时, 首先点燃风道内和床上天然气燃烧器加热床料。床温加热到 450 $^{\circ}C$ 时投入点火油枪进一步加热。床温到 650 $^{\circ}C$ 开始投煤。负荷升到 30%, 床温大于 700 $^{\circ}C$ 时逐步过渡到循环床运行状态。启动静止料层厚度 1.5 m, 冷态启动时间 10 h。锅炉性能参数见表 2。

投运初期炉膛温度只能维持 870 $^{\circ}C$, NO_x 排放量达到 280 mg/m^3 (标), 经过对分离器芯管改进后, 提高了分离器效率, 燃烧室温度可维持 850 $^{\circ}C$, NO_x 排放量控制在设计值 250 mg/m^3 (标) 以下。

锅炉满负荷运行时输出热功率 557 MW, 炉膛、外置床和尾部烟道的吸热量分配比例分别为 23%, 40%

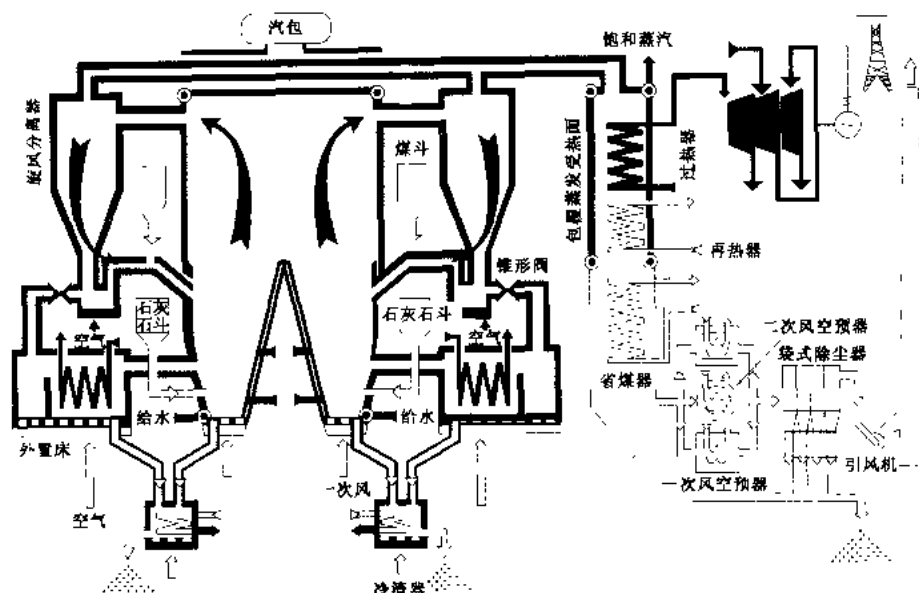


图2 加尔达纳电厂 CFB 锅炉燃烧系统示意图

和 37%。满负荷运行时送风量 784000 m³/h (标), 烟
气量 813000 m³/h (标)。锅炉底渣中可燃物含量为
0.30%~0.58%, 飞灰中可燃物含量 0.42%~
0.93%, 飞灰和底渣各占总灰量的 50%。锅炉厂用电
率为 6%。

表2 加尔达纳电厂 CFB 锅炉性能参数

项 目	单 位	设计值	运行值
主蒸汽流量	t/h	700	700~720
主蒸汽压力	MPa	16.9	16.9
主蒸汽温度	℃	565	565
再热蒸汽压力	MPa	3.43	3.43
再热蒸汽温度	℃	565	565
炉膛温度	℃	850	870 (改进后 850)
锅炉热功率	MW	557	600
机组电功率	MW	250	255
SO ₂ 排放	mg/m ³ (标 态干烟气)6%	400	103
NO _x 排放		250	230
(CO) 排放	氧量		8.44

jiareqi baohu xitong

加热器保护系统 (protective systems of heaters)
防止因加热器故障或失效引起事故扩大的
设施。由于加热器水侧泄漏或疏水自动调节装置失效,
有可能造成加热器蒸汽空间满水并危及主机。因此,加

热器都设有必要的保护
系统。

加热器保护系统的
基本任务是防止因加热
器原因引起的汽轮机进
水、加热器爆破和锅炉
断水事故。应具有异常
水位保护、超压保护和
给水旁路联动操作的功
能。

异常水位保护

般设置有低水位、高水
位和超高水位保护。除
声光报警信号外,低水
位时停疏水泵;高水位
时开危急疏水阀、强制
关闭抽汽逆止阀及抽汽
隔离阀;超高水位时联

动给水自动旁路装置,发出加热器停用信号。采用电动
阀门的给水系统自动旁路时,先开旁路阀,至全开后连
锁关闭进、出水阀,以确保锅炉不断水。

超压保护 包括水侧超压保护和汽侧超压保护。
如加热器水侧进出口阀门关严而蒸汽仍漏入汽侧时,
可能使密封在管内的水受热膨胀引起超压。如管束破
裂而疏水装置不能及时疏出漏入水量时,可能引起抽
汽逆止阀强制关闭导致汽侧壳体超压。为此,汽侧和水
侧均应装设安全阀,必要时还应装设超压报警装置。

加热器保护系统设计要点是:①事故威胁较大的
环节应设置双重或补充的保护设施;②保护部套应高
度可靠;③具备及时发现和准确判断水位升高情况及
迅速处理的可能;④应设有便于分析满水情况的记录
式仪表;⑤合理设置遥控和就地操作及监视仪表。

jiasuqi tanshang

加速器探伤 (accelerator inspection) 见射
线探伤。

jiayang chuli

加氧处理 (oxygen dosing treatment) 向
锅炉给水中加入适量的氧(氧气或过氧化氢),或同时
加入少量的氨,进行锅炉给水水质调节处理,以防止热
力设备腐蚀和结垢的一种技术措施。根据锅炉给水中
加氨与否(控制给水 pH 值),加氧处理一般分为中性
水处理(NWT)和联合水处理(CWT)两种形式。

与以往锅炉给水必须除氧的概念不同,采用加氧
处理时,锅炉给水中要加入适量的氧。这是因为两者在

防止热力设备腐蚀和结垢的机理不同。钢材在除氧的碱性高纯给水中,表面上形成的为波纹状的黑色磁性 Fe_3O_4 保护膜,以防止铁的腐蚀。而钢材在有氧的中性(或微碱性)高纯给水中,表面上形成的为平整的 Fe_2O_3 和 Fe_3O_4 双层氧化铁保护膜。一方面,外层的红棕色高价氧化铁(Fe_2O_3)在水中的溶解度低于 Fe_3O_4 ,因此减少了铁在给水中的腐蚀溶出;另一方面,所形成的平整双层氧化膜减小了水流的阻力,可以抑制流动加速腐蚀,使进入省煤器中的给水含铁量减少90%以上,甚至达到 2×10^{-4} 以下,同时降低了锅炉运行时的压差上升速度。所以,锅炉给水采用加氧处理有利于锅炉的安全经济运行。

锅炉给水采用加氧处理的必要条件是保证高纯度的给水水质,其电导率应小于 $0.2 \mu\text{S}/\text{cm}$ (25℃)。一般需要设置汽轮机凝结水精处理设备和保证锅炉补给水水质。氧的加入视机组的低压加热器所采用的金属材料而定,对钢材制作的低压加热器,氧可由凝升泵的吸入侧加入;对铜合金材料制作的低压加热器,氧宜于给水泵的吸入侧加入。氨溶液的加入可利用原全挥发性处理时的加氨系统。在锅炉运行的启停阶段或锅炉给水质劣化时,给水处理应转为碱性处理。锅炉给水采用加氧处理时,还应注意水侧阀门芯的材料和给水泵中密封滑环材料的耐蚀性。

锅炉给水加氧处理技术始于20世纪70年代中期,目前已在德国、前苏联、日本、美国等国家中应用,取得了良好的防腐蚀效果。与通常的锅炉给水除氧碱性处理相比较,明显地降低了机组水汽循环回路中铁腐蚀产物的含量,并防止了汽轮机凝汽器铜管的氨蚀问题;由于水汽回路中铁腐蚀产物含量的降低,锅炉炉管内的沉积物大为减少;锅炉运行时压差上升速度的减缓,不但保证了机组的安全经济运行,而且大大地延长了锅炉化学清洗时间间隔;同时,水汽循环回路中的氨含量很低以及不加联氨,延长了汽轮机凝结水精处理设备的运行周期,减少了化学药品耗量和排废处理。

中性水处理 对中性的锅炉给水采用加氧处理。起因于汽轮机凝汽器的氨蚀问题和热负荷较高的直流锅炉炉管内的氧化铁沉积速度高的问题等。运行实践证明加氧的中性水处理解决了上述的腐蚀和结垢问题,取得了明显的效果。国外在20世纪70年代开始,中性水处理应用在直流锅炉机组、核电机组和空冷机组。

锅炉给水采用中性水处理时,给水中仅加入氧不加氨,给水的pH值较低,一般处于6.5~7.5范围内。给水的缓冲性低,要求热力系统十分严密,防止 CO_2 的漏入引起钢材的酸性腐蚀。另外低pH值的有氧给水会加速铜合金的腐蚀。因此中性处理仅适用于低压加

热器由钢材制作的机组,而不适合低压加热器由铜合金材料制作的机组。

联合水处理 向锅炉给水中加入适量氧的同时,加入少量的氨,使得给水的pH值控制在8.5~8.8的范围内的给水加氧处理。联合水处理避免了中性水处理所遇到的难题。由于加入了少量的氨,使得加氧的给水处于微碱性范围内,提高了给水的缓冲性,可有效防止 CO_2 漏入所引起的酸腐蚀。更为有利的是在加氧的高纯水中,铜合金的腐蚀速度在给水pH值8.5~9.0的范围内为最低。所以联合水处理不仅适用于低压加热器由钢材制作的机组,而且也适用于低压加热器由铜合金材料制作的机组。

80年代末,我国首次成功地在华东望亭电厂研究和采用了联合水处理技术。其后在我国一些火电厂的直流锅炉机组上推广应用。目前国内外正在进行汽包锅炉机组上采用联合水处理的研究。

chang tiao pian

建厂条件 (power plant site condition) 建设火力发电厂所必需的场地、燃料、水源、灰场、交通运输、地质、出线、环保、施工等条件。

场地 厂区用地需满足生产要求,但又必须尽量节约,尽可能减少拆迁和土石方工程量,特别要避免占用农田,并根据生产、施工和生活区的需要分期征用。厂址高程应高出百年一遇的高水(潮)位,否则,须有符合规程要求的防洪、防涝等防排设施。对位于山区的发电厂,应考虑防、排山洪的措施,防排设施应按频率为1%的山洪设计。

厂址应避让重点保护的自然人和人文遗址,也不宜设在有重要开采价值的矿藏上或矿藏采空区上。

燃料 火电厂一般以动力煤作为主要燃料,对联合循环电厂则一般用油、气作为燃料。为避免燃料的长途运输,提倡建设紧靠煤矿的矿口电厂,但矿区必须有可供火电厂在规划容量下至少30年燃用的燃料,需要采用铁路和海路长途运输的火电厂,应有良好的煤质;对位于酸雨控制区和二氧化硫污染控制区的电厂,应采用硫分低于1%的煤,或进行脱硫。

水源 供水水源必须可靠,并应考虑水利规划对水源的影响。

在有地表水可供利用的条件下,可利用河流、湖泊、水库或海水作为冷却水源,采用直流供水系统;只有在地表水不敷需要或直流供水在技术经济上不合理时,才采用循环供水系统或直流-循环混合供水系统。

采用地表水作水源时,需采取措施保证水源不受污染,电厂温排水造成的热污染不超过规定标准,生态环境不遭到破坏。

采用地下水作为水源时,必须先进行水文地质勘察,提出水文地质勘探评价报告,并应得到有关水资源主管部门的批准。

灰场 燃煤电厂须设有容量足够的储灰场地,其存储量应满足电厂规划容量下存放 20 年灰渣的需要。灰场可分期建设。初期可按存灰电厂建设容量 10 年的储灰量考虑。灰场尽量利用山沟、洼地,避免占用农田,也不能任意占用江河、湖泊的蓄洪、行洪区,并考虑利用灰场造地还田的可能。灰场需采取措施防止灰尘飞扬和排水污染,在具有灰渣综合利用条件时,要为其创造条件。

交通运输 要有合适的燃料、设备和器材的运输手段。内地主要利用铁路和公路,沿海、沿江条件适宜的地区,则采用水运。

进厂铁路要有合适的接轨车站,妥善处理车站和厂址的平面联系及高程联系,接轨距离应尽量短捷,并应避免建造大型桥梁、隧道,或与国家铁路线交叉。

水运的运输能力大,运费低廉,但码头和有关设施投资大,根据厂址条件,应在河道稳定、水流平缓、水域开阔、水深适当、地质良好的地段建造水运码头。

公路运输灵活性强,但运量小,运费高,一般在不具备铁路运输条件时,才采用公路运输。

地质 厂址应在区域地质构造稳定,近代地质活动平静的地段。厂址不允许设在滑坡、溶岩发育或地震断裂等地带。应尽可能使用天然地基,在必要时方根据地质条件采用合适的地基处理措施。

中国是地震频发地区,需对地震给予高度重视。厂址不应该设在 9 度以上的地震区,大型主力电厂不宜设在 9 度地震区。

出线 需有出线条件,并留有足够的出线走廊。

环境保护 厂址应位于大气扩散稀释能力较强、大气污染物本底浓度较小的地区,并应注意电厂与其它工业企业所排出的废气、废水、废渣的相互影响。电厂也不宜建于附近城镇或生活区按常年主导风向的上风侧。

除以热定电的热电厂外,不应在大中城市城区及近郊区新建燃煤电厂。

要研究采取适当措施,将向大气、水体排放的污染物和噪声严格控制在国家标准以内。

施工条件 电厂应有施工场地和生活区,本着远近期结合、近期为主的方针,在保证需要的同时,合理使用,节约用电。生活区的位置应考虑职工生活的方便。

其他要求 电厂位置须满足军事设施、电台、通信、机场、人防、劳动安全和工业卫生、消防等方面的特殊要求。

交流不停电电源

(AC uninterruptible power supply, UPS)

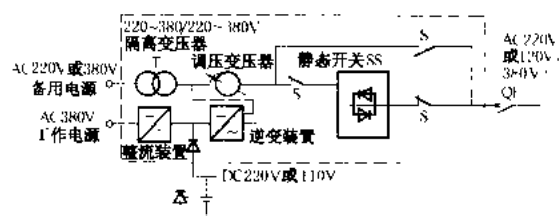
向火力发电厂不允许停电的重要的交流负荷提供不会中断的、符合要求的交流电源的装置。此类负荷一般为热工控制的重要仪表、电子计算机及通信系统等。

UPS 的主要技术指标为:①输出电压稳定度,稳态时波动不大于 $\pm 2\%$,动态过程不大于 $\pm 10\%$;频率稳定度,稳态时波动不大于 $\pm 1\%$,动态过程不大于 $\pm 2\%$ 。②输出波形失真度不大于 3% ;③不停电电源切换时间,如计算机负荷的两套中央处理单元要求同步工作时,不超过 $5\mu\text{s}$;其他负荷无同步要求时,不超过 $200\mu\text{s}$ 。UPS 应能保证连续供电半小时。

UPS 装置,目前常用的有经逆变装置和静态转换开关构成的静态 UPS 装置,少数电厂也有由直流电动机拖动交流发电机的 UPS 装置。

UPS 装置的容量根据电厂实际需要的负荷统计选择,适当留有裕度。对 300 MW 及以上容量机组通常一台机组设一套 UPS 装置。

静态式 UPS 装置 有多种形式的 UPS 装置可供选用,其原理基本相同,静态 UPS 装置原理如图所示。



UPS 装置原理框图

正常运行方式为由 380V 厂用电 PC 屏供电,经整流器变为直流,与蓄电池并联,再经静态逆变器变换为 220V 正弦交流电向配电屏供电。当交流电源消失时,则由蓄电池向逆变器供给 220V 直流电。当逆变器故障输出电压异常或过载时,则由静态开关 SS 切换至旁路备用电源供电。平时,逆变器输出电压要跟踪旁路输出电压。

当逆变器和静态切换开关 SS 维修时,为保持不间断供电,手动旁路开关 S 切换至旁路电源回路供电。S 有两副常闭、一副常开触点,先闭后开。

电动发电机组构成的 UPS 装置 正常由电厂的蓄电池组向直流电动机供电,驱动交流发电机,作为不停电电源。当电动发电机故障时,能自动切换到保安电源供电的交流备用电源。切换采用交流接触器,切换时间约 $150\mu\text{s}$ 。当采用的计算机要求同步工作时,切换时间小于 $5\mu\text{s}$,此时必须采用静态开关切换。通常 200 MW 及以上容量的机组每台机组设一套电动发电机

组, 全厂共设置一套检修备用机组。

交流励磁机静止整流器励磁

(excitation with AC exciter and stationary rectifier) 同步发

电机的励磁电流由交流励磁机经静止整流器供给的励磁方式, 简称静止整流器励磁。按照整流器是否可控又可分为静止不可控整流励磁和静止可控整流励磁。

静止不可控整流励磁(图1) 交流励磁机的输出电压经整流器整流后供给发电机励磁电流, 交流励磁机的励磁则由同轴交流副励磁机经可控整流器整流后供给, 副励磁机为永磁式或感应子式中频发电机, 其励磁电流由本身机端电压经自励恒压装置供给, 机端电压在运行中基本保持不变。

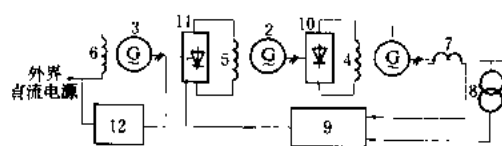


图1 交流励磁机静止不可控整流励磁原理图

- 1—发电机; 2—交流励磁机; 3—交流副励磁机; 4—发电机励磁绕组; 5—交流励磁机的励磁绕组; 6—交流副励磁机的励磁绕组; 7—电流互感器; 8—电压互感器; 9—自动电压调节装置; 10—整流器; 11—可控整流器; 12—自励恒压装置

在正常情况下, 发电机的励磁由自动电压调节器根据发电机的运行工况进行自动调节; 当调节器因故退出运行时, 则由感应调压器进行手调。

这种励磁方式的特点是: ①由同轴原动机供给励磁能源, 因此运行可靠, 独立性好。②整流器是静止的, 供给发电机励磁绕组的励磁电流要经电刷和集电环导入, 因此属于有刷励磁方式。用交流励磁机和整流器代替了直流励磁机, 取消了换流器, 使维护工作量大为减少; 且其励磁容量也仅受集电环极限容量的限制, 故适用于100 MW及以上的大型透平发电机。③采用主副交流励磁机, 因此加长了全机轴系长度, 接线也较复杂。④电压调节器通过交流励磁机控制发电机励磁, 交流励磁机的时间常数较大, 故反应速度较慢, 励磁电压增长速度为0.5~1倍/s。⑤副励磁机为感应子式中频发电机, 为维持其端电压恒定需有一套自励恒压装置; 副励磁机带上可控整流负荷时, 其输出电压波形发生畸变。这两方面均影响励磁系统运行的可靠性。若采用永磁式发电机作为副励磁机, 对简化调节设备和提高运行可靠性均有利, 而且不需要外界起励电源。

这种励磁方式于1958年首先在一台30 MW机组上实现(整流元件为锗二极管), 后来在大容量透平发

电机上得到广泛应用, 最大励磁功率为4 MW, 配装于907 MV·A(2极)和1333 MV·A(4极)透平发电机上, 中国100~300 MW透平发电机也采用这种励磁方式。

静止可控整流励磁(图2) 交流励磁机为一带自励恒压装置的交流励磁机。主机在各种运行工况下由自动电压调节器改变可控整流器的导通角以实现励磁调节。这种励磁方式的特点是: ①励磁系统反应速度快、可达较高的顶值电压及较快的电压增长速度, 有助于电力系统稳定运行, 属于高起始响应励磁系统; ②全控整流桥能实现逆变灭磁; ③省去副励磁机, 缩短了机组长度。但是, 交流励磁机容量较大, 造价高。大功率可控整流元件成本高, 因而投资较大。

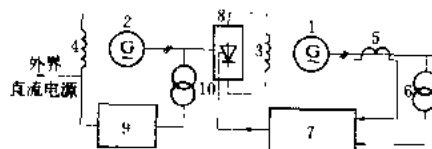


图2 交流励磁机静止可控整流励磁原理图

- 1—发电机; 2—交流励磁机; 3—发电机励磁绕组; 4—交流励磁机励磁绕组; 5—电流互感器; 6—电压互感器; 7—自动电压调节装置; 8—可控整流器; 9—自励恒压装置; 10—励磁变压器

这种励磁方式适用于要求顶值电压较高及电压增长速度较快的大容量同步发电机, 现已在600~750 MW大型透平发电机上采用。

交流励磁机励磁

(excitation with AC exciter) 同步发电机的励磁电流由交流励磁机经整流器整流后供给的励磁方式。按整流器是否旋转分为静止整流器励磁和旋转整流器励磁两类。这两类励磁方式又可按整流器是否可控分为不可控整流励磁和可控整流励磁。

交流励磁机励磁方式是由于直流励磁机不能适应发电机容量增长的需要而发展起来的。早期的交流励磁系统中, 整流元件采用汞弧整流器和闸流管, 存在装置笨重, 占地面积大、控制复杂、维护麻烦以及元件使用寿命短等问题。直到50年代末大功率半导体整流元件的出现, 交流励磁机励磁方式才得到迅速的发展。

交流励磁机励磁方式是由于直流励磁机不能适应发电机容量增长的需要而发展起来的。早期的交流励磁系统中, 整流元件采用汞弧整流器和闸流管, 存在装置笨重, 占地面积大、控制复杂、维护麻烦以及元件使用寿命短等问题。直到50年代末大功率半导体整流元件的出现, 交流励磁机励磁方式才得到迅速的发展。

由于交流励磁机不存在电流换向问题, 其制造容量可提高, 而且维护工作量小, 因此在大容量透平发电机中普遍采用。交流励磁机不可控整流励磁方式可提供的励磁系统顶值电压倍数一般为1.2~2.0倍, 电压增长速度为0.5~1.0倍/s范围。交流励磁机可控整

流励磁系统是高起始响应励磁系统，其顶值电压倍数一般可达2~4倍。

交流励磁机的频率较高，一般为100~400 Hz。

交流励磁机旋转整流器励磁

(excitation with AC exciter and rotating rectifier) 同步发电

机的励磁电流由交流励磁机经旋转整流器供给的励磁方式，简称旋转整流器励磁。按整流器是否可控又可分为旋转不可控整流励磁和旋转可控整流励磁。

图1中交流励磁机为旋转电枢型结构，电枢电流经装在同一轴上的旋转整流环整流后直接引到主机的转子励磁绕组，不需要电刷和集电环，故通常称为无刷励磁。其控制方式与静止不可控整流励磁方式相同，因此无刷励磁方式除具有与后者相同的特点外，还具有下列特点：①由于无电刷、集电环，励磁电流从理论上来说可达很大值，不受集电环极限容量的限制，也不必考虑电刷电流的分配和腐蚀，维护工作量大为减少，最大励磁功率已达5300kW；②发电机励磁回路内不能装设灭磁电阻、灭磁开关等设备，所以，不能直接灭磁，只能采用对励磁机的励磁绕组进行灭磁的方法，故灭磁速度慢；③整流器及其相应的保护元件（快速熔断器、电阻、电容等）都处于高速旋转状态，故要求它们能承受相当大的离心力；④励磁系统旋转部分的参数（励磁电压、电流、温度、绝缘电阻等）的测量和监视需用无线电发送或用辅助滑环引出。随轴转动的快速熔断器的监视也比较麻烦。这种励磁方式虽然因交流励磁机时间常数较大，使励磁系统反应速度较慢，但只要在励磁系统内增加适当的反馈控制并提高励磁机的顶值电压，仍可获得时间常数小和高起始响应的特性，较大地改善动态性能。

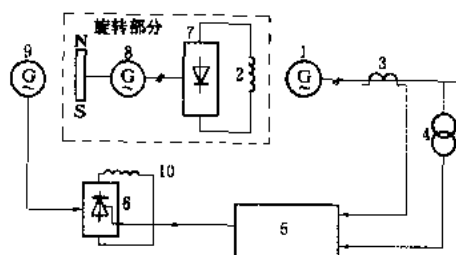


图1 交流励磁机旋转不可控整流励磁原理图

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电流互感器；4—电压互感器；5—自动电压调节器；6—可控整流器；7—整流器；8—交流励磁机；9—交流副励磁机；10—交流励磁机励磁绕组

这种励磁方式多用于大容量的透平发电机，中、小容量的透平发电机也有采用。现这种励磁方式已用于

1300 MW 的透平发电机上。中国曾在6 MW 和25 MW 透平发电机上进行过这种励磁方式的试验研究，1976年开始在100 MW 透平发电机上予以采用，近年来中国生产的300 MW 和600 MW 透平发电机也采用无刷励磁。

为了解决旋转不可控整流励磁方式存在的励磁反应速度慢及不能在发电机励磁回路内实现灭磁的困难，可以采用图2所示的旋转可控整流励磁方式。旋转可控整流器的控制由控制励磁机引入，也可由旋转变压器或光电耦合方式输入。但由于控制系统较为复杂，目前仅用于中、小型透平发电机。大型透平发电机旋转可控整流励磁正在进行试验研究，是一种很有发展前途的励磁方式。

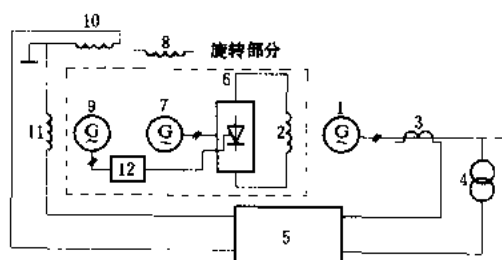


图2 交流励磁机旋转可控整流励磁原理图

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电流互感器；4—电压互感器；5—自动电压调节器；6—旋转的可控整流器；7—交流励磁机；8—交流励磁机励磁绕组；9—控制励磁机；10、11—控制励磁机直轴、交轴励磁绕组；12—脉冲整形电路

阶跃响应

（step response）当自动控制系统被加上规定的阶跃输入信号时，输出的物理量随时间变化的过程。阶跃响应是系统动态特性的一种表达形式，通常用来评定系统的动态品质。对励磁控制系统来说，它是发电机在指定工况下，电压给定值突然改变后发电机端电压的变化过程。

控制系统的品质指标常以加入单位阶跃信号响应曲线（见图）作为评定依据。

中国国家标准对励磁控制系统的动态品质提出两项指标：①±10%阶跃响应：在同步发电机空载额定工况下，自动电压调节器投入的电压给定阶跃信号为±10%初始值，超调量应不大于阶跃量的50%（对快速励磁系统，有的规定为30%），调节时间不超过10 s，摆动次数不超过3次。②零起升压响应：同步发电机在空载额定转速下突然投入励磁系统，使发电机端电压从零升至额定值，自动电压调节器应保证电压超调量不得超过额定值的15%，调节时间应不大于10 s，电

摆动次数不大于 3 次。

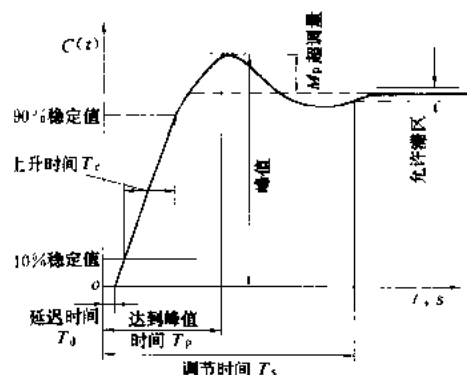


图 1 阶跃输入时励磁系统的暂态时间响应

接地装置施工

(installation of grounding system)

敷设接地体和接地线并组成接地网的工作。接地有工作接地、保护接地、过电压保护接地,其施工内容都是接地体敷设、接地线连接和接地电阻测量。

接地体敷设 设计中常利用自然接地体,如建筑物的钢管桩、直埋钢管等。不足部分用人工接地体。设计选用镀锌角钢或钢管作为接地体,长度 2~3 m,顶端埋入地下,距地面而不小于 0.6 m,埋设较深时可先挖洞再打入。在高土壤电阻率地区,应对接地体周围换土或加化学降阻药剂处理。

接地线敷设 用扁钢、钢绞线或铜绞线作为接地线与接地体焊接。接地线之间一般用电焊搭接焊牢,焊缝长度要符合规定,并清理干净,涂防腐漆。近年采用铝热焊剂配以石墨模具的连接方法,使连接工作变得简单、省时,且连接牢固。敷设接地线可利用自然高差,埋深距地面不小于 0.6 m,敷设后埋上盖设。在穿越道路或易受机械损伤的地方应加套钢管保护。引出地面的接地线要涂锌或涂防腐漆。接地线与接地体连成一个环路接地网;为了使保护区内的电位均匀分布,减小接触电压和跨步电压,尚需在环路内加敷均压扁钢带。整个电厂分成若干个户外环形接地网,网间至少用两条接地线相互连接,形成一个全厂接地网。从接地网引出若干点与各个室内的接地干线相连。室内各电气设备的接地引线均与此接地干线单独连接,不能在一根接地线中串联几个需要接地的设备。对于计算机装置等屏蔽要求高的设备的接地,应采用专用电缆直接与接地网络相连。避雷针(线)应单独设置接地体,与公共接地网间的距离不小于 3 m。

接地电阻测量 接地网敷设完成后,应测量接地装置的接地电阻,该电阻值为接地体的对地电阻与接

地线电阻的总和。一般用接地电阻测量器或电压、电流表法测量。当接地网的范围很大,试验时临时埋设的辅助接地棒与测试点距离较远时,测量接地网的接地电阻可借用停电的施工用电源线将测试设备与辅助接地棒相连。接地电阻值应符合设计规定:对大接地短路电流系统应小于 0.5 Ω ,对小接地短路电流系统应小于 10 Ω ,对避雷针的接地电阻应小于 10 Ω 。

节流调节

(throttle governing)

见进汽调

节方式。

洁净发电技术

(clean coal technology for power generation)

在火力发电领域内可以利用的洁净煤技术。当前常规燃煤发电技术效率相对偏低、污染比较严重,为满足可持续发展的要求,必须采用和开发洁净发电技术。工业国家生产的原煤大部分用于发电,目前中国发电用煤占全国原煤产量的 10% 左右,在 21 世纪这一比例将会显著增加。由此可见,洁净发电技术是洁净煤技术最重要的组成部分。当前正在研究、开发或利用的洁净发电技术包括:先进发电技术、燃煤电厂污染物排放控制技术(煤燃烧前、燃烧中和燃烧后的处理技术)、燃煤电厂固体废弃物处理及利用技术等。

先进发电技术 现阶段主要包括流化床燃烧技术、整体煤气化联合循环、增压流化床联合循环、煤气化燃料电池及其联合循环。

流化床燃烧技术 利用气固两相流化床工艺实现固体燃料燃烧的技术。它是近 30 年发展起来的一种新型的、比较成熟的燃烧技术。流化床分为鼓泡流化床和循环流化床;或分为常压流化床和增压流化床。由于床层热容量大,燃料颗粒在流化床内停留时间较长,故可燃用多灰的劣质煤。流化床采用石灰石或白云石作脱硫剂,在合理的 Ca/S 比下脱硫效率可以达到 80%~95%。流化床燃烧一般控制炉膛温度在 800~950 $^{\circ}\text{C}$,由于采用低温燃烧可以减少 NO_x 排放。目前大型常压循环流化床锅炉正日趋成熟。国外已投运的最大容量已达到 250 MW 电功率,并在向更大容量发展。中国已投运的最大容量的常压 CFB 锅炉为四川内江高坝发电厂 100 MW 循环流化床锅炉。增压流化床燃烧技术已在增压流化床联合循环中得到应用。

整体煤气化联合循环 煤炭通过气化、煤气净化制成洁净煤气以代替天然气的一种燃煤联合循环(英文缩写 IGCC)。IGCC 的技术特点是:①对污染物的处理是在高压煤气中进行的,其质量流量仅为尾部烟气

流量的 1/10 量级, 装置体积小, 处理效果好、费用较低; 可生产元素硫或硫酸等副产品; 对气流床气化工艺, 排出的渣为不浸出熔渣, 有商业利用价值; ②采用联合循环, 机组效率高且耗水量比同容量燃煤蒸汽电厂少 30%~50%; ③燃用中低热值煤气的燃气轮机在采用低 NO_x 技术后 NO_x 排放水平很低; ④煤种适应性好。

世界第一台试运成功的 IGCC 电站是 1984 年建成的美国冷水 (Cool Water) 电站, 净功率为 93 MW, 被誉为当时世界上最清洁的燃煤电站。当前全世界已投运的几台第二代技术的 IGCC 示范机组达到的水平是: 净功率 300 MW 级, 净热效率 43%~45%, 污染物排放远低于美国环保局标准 (NSPS)。21 世纪初 IGCC 机组的容量可达 500 MW 级, 净热效率 50% 左右。IGCC 发电技术已接近商业化, 有希望成为一种新一代的燃煤发电技术。今后必须降低单位容量造价, 提高可靠性和改善调峰性能。

增压流化床联合循环 采用增压流化床锅炉的一种燃煤联合循环 (英文缩写 PFBC-CC)。增压流化床联合循环具有如下技术特点: ①采用流化床燃烧技术, 因而可燃用含灰量高的劣质燃料, 炉内脱硫和有效控制 NO_x 生成; ②同常压流化床燃烧相比, 增压流化床燃烧具有很多优点, 如: 锅炉结构比常压锅炉紧凑得多; 床层高且流化速度可选择较低, 燃烧过程强化, 燃烧效率更高, 固硫效果更好, 脱硫效率更高; 可更快速调节负荷等; ③采用联合循环, 大容量机组在蒸汽部分可采用超临界参数, 可以提高热效率并减少耗水量 20% 左右。第一代 PFBC-CC 由于床温以及燃气轮机进口温度的限制 (850~900℃), 净热效率很难超过 42%。第二代技术采用煤炭部分气化, 产生的煤气用于提高燃气透平的进口温度。

世界上第一台 PFBC-CC 机组是 1990 年投运的韦尔坦电厂 2×P200 的热电联产机组, 迄今已投运的 P200 型 PFBC-CC 机组共五台, 电功率 70 MW 级。一台 P800 型机组计划 1999 年投运, 电功率 350 MW。以上均为第一代技术且均为增压鼓泡流化床锅炉, 增压循环流化床锅炉正在开发。第二代 PFBC-CC 发电技术尚处于研究阶段, 将来第二代技术的净热效率有望达到 45%~47% 并有发展前景。该技术今后除需降低造价和提高可靠性外, 还必须解决烟气高温除尘、脱除碱金属和与第二代技术有关的关键技术。

煤气化燃料电池及其联合循环发电技术 将储存在煤炭气化产生的煤气中的化学能在燃料电池内经过电化学反应直接转化为电能的发电技术, 燃料电池 (英文缩写 FC) 的工作原理类似于电解水的逆过程。FC 是一种很有发展前途的分布式电源。熔融碳酸盐和固体

氧化物燃料电池 (MCFC 和 SOFC) 的工作温度分别为约 600℃ 和 900~1000℃。MCFC 和 SOFC 可以和煤气化、煤气净化工艺和联合循环结合起来形成整体煤气化燃料电池联合循环 (IGFC-CC), 不仅可以采用煤做燃料, 而且能得到高效清洁的效果。未来燃用大天然气的燃料电池联合循环净热效率有可能达到 70% 甚至更高, IGFC-CC 则要低一些, 如采用热电联产系统可提高能源利用效率。如大容量化得到解决, FC 还可用于中心电站。除降低造价和提高寿命外, 对 IGFC-CC 还应解决煤气净化和系统优化等问题。(见燃料电池)

外燃式燃煤联合循环 燃气轮机采用闭式循环的一种燃煤联合循环。一般以空气做工质, 利用布置在燃煤锅炉中的增压高温空气加热器进行加热。采用联合循环可提高机组热效率, 但需解决高压高温空气加热器的材料、设计, 以及腐蚀和磨损等问题。迄今鲜有工业应用。

燃煤电厂污染物排放控制技术 减少和控制燃煤电厂粉尘、硫氧化物、氮氧化物、 CO_2 和其他污染物排放的技术。目前控制大气排放的污染物主要是前三种。一些工业国家已开始注意减少 CO_2 排放问题, CO_2 减排技术正在研究开发之中。如以煤燃烧工艺过程分类, 污染物排放控制技术可分为燃烧前、燃烧中和燃烧后污控制技术。

煤燃烧前的污染物排放控制技术 对燃料进行预处理, 以除去煤中灰分和硫分等有害物的技术。目前得到广泛应用的有选煤技术, 主要是除去煤中的部分灰分和部分无机硫, 但不能除去有机硫。IGCC 中的煤气净化也属于燃料预处理。有些国家正在研究超净煤和超低灰分水煤浆技术, 但目前尚未得到工业应用。

煤燃烧中的污染物排放控制技术 在燃烧过程中脱除 SO_2 和 NO_x 的技术。它主要包括: ①炉内喷钙增湿活化脱硫。由于它把燃烧过程中脱硫与烟气脱硫结合在一起, 有时也将它列为烟气脱硫技术; ②流化床燃烧技术。由于采用石灰石或白云石做脱硫剂并采用低温燃烧, 这一工艺既能脱除 SO_2 又能减少 NO_x 排放; ③低 NO_x 燃烧技术。这一工艺是目前应用最广、相对简单而经济有效的技术。对 NO_x 排放要求比较严格时, 在采用低 NO_x 燃烧技术的同时还需采用烟气脱 NO_x 技术。

煤燃烧后的污染物排放控制技术 又称烟气污染物排放控制技术或烟气净化技术。烟气除尘技术已得到广泛应用。烟气脱硫技术也得到广泛应用, 已开发的方法已超过 100 种, 在工业国家烟气脱硫是控制 SO_2 污染大气的主要手段。烟气脱 NO_x 技术一般分为选择性催化还原法 (SCR) 和选择性非催化还原法 (SNCR), 对 NO_x 排放控制日益严格的国家和地区,

SCR 越来越受到重视。目前正在研究开发的烟气 SO_2/NO_x 联合脱除技术, 已成为燃煤电厂烟气净化的一个重要发展方向。

固体废弃物处理和利用技术 主要指废渣和粉煤灰的处理和利用技术, 见灰渣处理、灰渣利用。

展望 21 世纪环保要求日趋严格, 煤炭由于其资源丰富在 21 世纪电力能源结构中仍将占有重要地位。洁净煤发电技术有广阔的发展和应用前景。

在 21 世纪初的一二十年内, 与污染物排放控制技术相结合的超临界压力蒸汽发电技术仍将占有重要地位, 参数和热效率将进一步提高。流化床燃烧技术的应用将更加广泛, 大容量化方面将取得进展。燃煤联合循环发电将进入商业化阶段, 由于高效、清洁和节水等优点将使其逐步得到广泛应用。燃料电池作为一种理想的分布式电源有良好的发展前景。燃煤电厂污染物排放控制技术将被广泛采用并需进一步发展以满足更严格的环保要求。废弃物处理和利用将继续向资源化方向发展。

参考书目

曹征彦主编, 中国洁净煤技术, 北京: 中国物资出版社, 1998

毛健雄、毛健全、赵树民编著, 煤的清洁燃烧, 北京: 科学出版社, 1998

clean coal technology

洁净煤技术 (clean coal technology, CCT)

从煤炭开采到利用的全过程中, 旨在减少污染物排放与提高利用效率的加工、燃烧、转化、利用和污染物排放控制等新技术的总称。它是当今世界煤炭利用技术发展的热点和解决环境问题的主导方向之一。

简史 洁净煤技术一词源于美国。一种说法是 20 世纪 80 年代初美国和加拿大关于解决两国边境酸雨问题谈判中提出的。环境恶化和石油危机是洁净煤技术产生的直接原因。

1986 年 3 月美国政府率先提出并实施洁净煤技术示范计划 (简称 CCTP 或 CCT 计划) 五轮招标共优选出 40 个商业示范项目, 总投资 56 亿美元, 其中美国能源部资助 34%。项目涉及四个主要领域, 即先进的发电技术、环境保护设备、煤炭加工清洁燃料和工业用煤技术。到 1999 年 3 月底已有 23 项完成。

从 80 年代中期开始, 世界上许多国家从能源发展的长远利益考虑, 也相继开始洁净煤技术的研究开发。国际上著名的发展计划除美国的 CCTP 外, 还有欧共体的“兆卡计划”和日本的“新阳光计划”都把发展洁净煤技术作为主要内容。中国能源以煤炭为主, 采用洁净煤技术意义重大, 1995 年成立了国家洁净煤技术推

广规划领导小组, 统筹全国这一领域的技术开发和推广工作, 已制定了有关规划。

主要研究领域 洁净煤技术主要包括煤炭洗选、加工 (型煤、水煤浆)、转化 (煤炭气化、液化)、先进发电技术、烟气净化、废物处理 (粉煤灰利用、煤矸石处理)、煤层气开发利用和矿区生态环境治理等方面的内容。

选煤技术 降低原煤中灰分、硫分、矸石等杂质含量, 并按不同煤种、灰分、热值和粒度分成若干等级, 以满足不同用户需要的煤炭加工技术, 又称煤炭洗选技术。选后精煤主要供冶金、化工、动力以及生产炭制品材料使用。它是洁净煤技术中的源头技术, 是电厂和工业燃烧减少污染物排放的经济有效的途径和煤炭后续深加工的必要前提。

选煤有明显的社会、经济和环境效益: ① 提高煤炭质量, 从而提高锅炉效率和降低煤耗; ② 节约运力。据统计数据, 中国一年有几千万吨灰分和矸石从煤矿运到用户, 占用大量运力; ③ 提高煤矿企业的经济效益和煤炭出口竞争力; ④ 减少燃煤的污染, 特别是减少粉尘和 SO_2 排放; ⑤ 减少锅炉的磨损、腐蚀, 节约维修费和延长设备使用寿命。影响选煤技术应用的主要因素有成本、质量和二次污染等。

选煤技术可分为: ① 筛分 (把煤分为不同粒度); ② 物理选煤。主要是根据物料颗粒的某种物理性质 (如密度、磁性等) 的差别, 采用物理方法实现对原煤的加工处理。物理选煤主要指重力选煤 (包括应用广泛的跳汰选煤, 以及重介质选煤等), 也包括电磁选煤。③ 物理化学选煤。主要是浮游选煤 (简称浮选), 它是指根据矿物表面物理化学性质的差别进行原煤分选的方法。④ 化学选煤。指借助化学反应使煤中有益成分富集或除去杂质和有害成分的工艺过程。化学选煤方法主要有氢氟酸或其他溶剂萃取法。⑤ 微生物选煤。主要是利用微生物脱除煤中的硫。美国 CCTP 把选煤技术分为两类: 常规选煤技术; 先进选煤技术 (如以全新原理去除危险污染物、超净煤技术等)。超净煤可直接在燃气轮机燃用 (见直接燃煤燃气轮机)。这些先进选煤技术目前尚未得到商业应用。

目前发达国家原煤入选比例都在 50% 以上。中国选煤技术和能力已有较大发展, 但总的来说仍有很大差距: 中国原煤入选比例只达到 20%, 在动力用煤中洗精煤只占 12% 左右; 品种少、质量较差; 选煤各项经济指标比较落后。选煤技术在中国有广阔的发展和应用前景。

型煤技术 用一种或数种煤与一定比例的黏结剂、固硫剂等加工成一定形状和具有一定理化性能的块状燃料或原料的技术。型煤按用途可为三种: 工业、

民用和特种型煤。也有按形状、成型方式和黏接剂对型煤分类的。

中国城乡民用煤年耗量在 2 亿 t 以上, 层燃工业锅炉、窑炉和化工用制气无烟煤等年耗煤量在 4 亿 t 以上。研究表明, 燃用型煤的工业锅炉平均节煤 25%, 民用灶节煤 20%; 同时减少 CO 70%~80%, 烟尘 60% 和苯并(a)芘(Bap) 50%, 如添加脱硫剂, 燃用高硫煤还可减少 50% 以上的 SO₂ 排放。推广和采用型煤是一个发展方向。

型煤工业发展有百余年历史。目前民用型煤技术比较成熟, 中国民用型煤普及率超过 30%, 今后仍需继续推广。工业型煤技术需要进一步开发和推广。

水煤浆技术 水煤浆是由一定比例的煤粉、水和化学添加剂制成的煤基流体燃料。它是 70 年代兴起的一种燃料加工技术。它还涉及到水煤浆的制备、装卸储运、燃烧和环境保护领域的技术问题。

水煤浆具有类似燃料油的流动特性, 可用管道输送。它用选后精煤制成, 灰、硫和有害物质含量低。其生产、储运过程都是封闭式, 既减少损失又不污染环境。水煤浆燃烧温度低, 可减少 NO_x 的生成, 但由于含水量高在燃烧时要损失 4% 左右的热值。

水煤浆在工业应用上一般可分为: ① 高浓度水煤浆, 主要用于冶金、化工, 也可用于发电; ② 煤泥水煤浆, 可用于工业锅炉和电站锅炉掺烧, 也可用于循环流化床锅炉; ③ 超低灰水煤浆目前正在进行前期研究。

水煤浆技术已有几十年发展历史, 中国在这方面起步较晚, 但在水煤浆制备技术、水煤浆燃烧等方面已有一定基础。中国现有水煤浆制备厂 3 座, 单厂最大生产能力为 25 万 t/a。

煤炭洁净燃烧与发电技术 该领域主要包括流化床燃烧以及燃烧过程的脱硫、脱 NO_x 技术, 增压流化床联合循环和整体煤气化联合循环等发电技术, 以及煤气化燃料电池发电技术等。这些技术在 21 世纪将会逐渐得到广泛的应用。(见洁净煤发电技术)

烟气净化技术 指对煤炭燃烧产生的粉尘、SO₂、NO_x 和 CO₂ 等有害物质的治理或减排技术, 是洁净煤技术的重要内容(见洁净煤发电技术)。

煤炭气化技术 煤在一定的温度和压力下, 通入气化剂而被转化为工业用燃料气或化工原料气的技术, 并使煤中的硫分和灰分等在气化和净化过程中被脱除, 使污染物排放得到控制。它是煤炭转化的主要方式之一, 是发展煤化工和发展 IGCC 等洁净煤发电的先导技术。

煤气化技术主要用于: ① 生产城市煤气以及工业用燃料气; ② 生产化工用原料气; ③ 生产冶金工业用

还原气和氢气; ④ 为煤炭液化提供氢气; ⑤ 为先进发电系统提供洁净煤气。

煤气化技术有很悠久的历史。煤气化工艺已多达上百种。常用的工艺有: 固定床气化、流化床气化和气流床气化。地下煤气化技术也正在开发。(见煤气化工艺和煤气净化工艺)

煤炭液化技术 煤炭通过化学方法加工并脱除硫分、灰分等有害物质, 使其转化为优质洁净的液体燃料和化学品的技术。煤炭液化是将来以煤代油的重要途径之一。

煤炭液化分为直接液化和间接液化。直接液化是煤直接通过高压加氢获得液体燃料。间接液化是将煤先气化制成 CO 和 H₂, 再进一步合成得到烃类或含氧液体燃料。世界上最大的煤间接液化厂建在南非, 年产汽油、柴油及化学品 500 多万 t, 其他国家也有中试厂。80 年代以来, 新一代煤直接液化工艺在国外已进行中间试验, 中国目前处于小试阶段。由于世界石油价格偏低, 煤直接液化至今尚未具备商业化生产的条件。

煤层气开发利用技术 煤层气(又称煤层甲烷、煤层瓦斯), 是一种储存于煤层及其邻近岩层中的自生自储式的天然气, 其主要成分是甲烷, 热值接近天然气。开发和利用煤层气既能充分利用资源, 又能防止瓦斯灾害和改善环境。美国自 1978 年开始对煤层气进行开发利用。从 1981 年起煤层气生产已达到商业化规模, 因而引起世界各国的重视。据预测, 中国在埋深 2000 m 以浅范围内, 拥有的煤层气总资源量为 $(30 \sim 35) \times 10^{12} \text{ m}^3$, 中国在煤层气开发利用方面刚开始起步。1994 年原煤炭工业部正式提出把煤层气作为煤炭的第二资源进行开发, 并列入“九五”计划期间四大战略性的起步工程之一。

jiegou he jianzhu

结构和建筑 (structure and architecture)

布置发电厂主要工艺流程的设备和设施以及其他辅助和附属设备和设施所需的各种建构筑物。主要有: 主厂房、汽轮机及发电机基座、锅炉基础、地下设施、烟囱、其他辅助及附属建构筑物。

结构设计 包括主厂房和各辅助工艺建筑的结构问题。

主厂房 布置汽轮机、发电机、锅炉及其辅助设备的建筑物, 由围护外墙、屋盖、各层楼面以及屋架、梁、柱、框架等结构连接成整体结构(见主厂房结构)。

炉后建(构)筑物 由静电除尘器支架、除尘配电室、引风机、送风机支架及基础、烟囱、烟气脱硫装置等构筑物组成。

电气建(构)筑物 包括主控制楼(网络控制楼),



集中控制楼、通信楼、配电装置楼、屋外变电构支架、独立避雷针及主变压器、启动备用变压器基础等。其中屋外变电构支架:220~500kV 电压等级的屋外变电构支架,中国工程多采用钢筋混凝土环形截面柱和钢梁结构;500kV 屋外变电构架柱一般采用离心钢管混凝土结构或钢管结构,横梁采用三角形断面的格构式普通钢结构或钢管结构。

输煤建(构)筑物 由储煤场、干煤棚、缝隙式卸煤沟、翻车机室、隧道、转运站、碎煤机室、运煤栈桥、储煤筒仓、输煤综合楼、推煤机库、机车库等组成。其中运煤栈桥型式较多,有钢筋混凝土桁架、预应力钢筋混凝土桁架,装配式圆形薄壳结构、工字型薄腹梁等型式,大跨度运煤栈桥采用预应力钢桁架。大跨度干煤棚的结构型式有三铰拱钢结构,空间网架结构由钢筋混凝土组合柱和空间桁架做成的铰接排架结构。储煤圆筒仓一般为现浇钢筋混凝土结构,仓底结构有圆锥斗式,或缝隙式卸煤槽。目前国内大型圆筒仓(存煤量在1万t以上),采用无粘结预应力钢筋混凝土结构。碎煤机室的楼板是用来承受碎煤机设备的结构,其动力荷载为全部设备重量的4~5倍,为了减振,我国部分工程已开始采用碎煤机弹簧隔振基础,运行效果良好。

除灰建(构)筑物 由灰浆泵房、储灰库、除灰综合管架、脱水仓、油隔离泵房、浓缩池等组成。

化学水建(构)筑物 由净水间、酸碱计量室、控制室、化验室、加氯间、加氨间、修理间、仓库、办公室等组成。

净水间为单跨单层钢筋混凝土排架结构,砖墙围护。化验室、控制室及其他辅助用房组成多层砖混结构,一般布置在净水间的端部。

辅助、附属建筑 包括空压机室、乙炔站、制氧站、金属试验室、检修维修间、警卫传达室、材料库、汽车库、消防车库以及厂前办公、生活、检修、值班人员休息楼等建筑物。

建筑设计 应根据各项生产活动的要求拟定各层的平面布置和进行空间组合,应根据厂区自然条件和周围的景观,拟定厂房的外观造型和艺术处理;配合工艺解决建筑内部交通、防火、防爆泄爆、防水、防腐蚀、防噪声、防尘、防小动物、抗震、隔振、保温、隔热、日照、采光、自然通风和生活设施等问题。

金属材料

金属材料 (metal material) 以金属或合金制成的材料。主要包括在汉字元素周期表中“金”字偏旁元素的纯金属或以它们为基的合金;此外,习惯上也把某些金属化合物(如碳化钨)和以半金属(如硅)等为基的材料包括在内。金属材料和非金属材料有很大

的区别。金属的显著的特点是:有金属光泽,具有可塑性,良好的导电性和导热性等。金属材料十分广泛地用于电力工业中,关系到电力工业的发展。在蒸汽动力发电厂中,锅炉及汽轮机的蒸汽参数由高温高压、超高压、亚临界参数向超临界参数以致超超临界参数的发展,均有赖于耐高温的且价格较低廉的金属材料的的发展(见耐热钢);在燃气轮机发电厂中,更需要有耐更高温度的金属材料如高温合金等来满足燃气轮机更高温度工质的要求。火电厂应用的金属材料,品种繁多,一般可按元素、使用功能或用途分类。

按元素分类 可分为钢铁材料,即钢(包括碳素钢和合金钢)、铁(包括纯铁及铸铁等)及铁基合金等和有色金属材料,如铝、铜、镍、钛、锡、锌、银、金等及它们的合金等。

按使用功能分类 可分为合金结构钢、钢筋钢、弹簧钢、耐热钢、不锈钢和高温合金等。

按用途分类 可分为锅炉用钢及其合金、汽轮机用钢及其合金、燃气轮机用钢及其合金、发电机及电气设备用钢及其合金、结构及弹簧用钢铁材料等。

(1) 锅炉用钢及其合金:主要包括锅炉管子用钢、锅筒用钢、锅炉炉用耐热合金钢及磨煤机耐磨材料和燃煤电厂的输粉管道的耐磨材料等。另外,还包括了为适应环保要求而在燃煤电厂中采用的湿法脱硫装置中防腐的不锈钢和镍基合金以及一些发达国家为减少寿命周期成本而在后烟道及烟囱中所采用的高抗蚀的不锈钢、镍基合金或钛合金等。

(2) 汽轮机用钢及合金:主要包括汽轮机叶片用钢、汽轮机转子用钢、汽轮机轴承用轴承合金(如锡基或铅基的轴承合金)、汽轮机汽缸用材料(按温度及压力有合金钢、碳钢及铸铁,见汽轮机汽缸铸件)、凝汽器用材(其管材按冷却水质的不同有铜合金如含砷的铝青铜、镍铜以及不锈钢或钛管等,见凝汽器管材)及紧固件用钢及合金等。

(3) 燃气轮机用钢及合金:主要包括了压气机叶片材料、压气机转子材料、燃气透平叶片材料、燃气透平转子材料、燃烧室材料以及轴承用材料等。

(4) 发电机及电气设备用钢及合金:主要包括发电机转子用钢、发电机护环用钢及发电机铁芯用钢外,尚有发电机定子线圈、转子铜导体用铜材及转子铝合金槽楔等;电气设备用钢及合金主要包括变压器的铁芯用钢、铜线圈、输电线路用铜导线及铝导线(带有钢芯)、开关用铜刀闸以及二次线继电器接点用银合金及金合金等。

(5) 火电厂所用结构及弹簧用钢铁材料:包括土建钢筋混凝土建筑用钢筋钢、锅炉钢架用锅炉构架钢以及锅炉和管道支吊架所用弹簧用弹簧钢等。

jinshu chijiu qiangdu

金属持久强度 (lasting strength of metal; creep rupture strength) 见蠕变断裂。

jinshu chijiu suxing

金属持久塑性 (lasting plasticity of metal) 见蠕变断裂。

jinshu cuixing

金属脆性 (brittleness of metal) 金属材料发生断裂时仅吸收较少机械能量的特性。其特征表现为产生没有宏观塑性变形的破坏。金属材料在使用过程中发生脆性或韧性断裂不仅取决于材质,而且受周围条件(如温度、介质)、零件的形状和尺寸、表面状态、受力条件及加载速度等因素的影响。金属脆性常用冲击值及其变化来表征。根据金属脆性产生的条件不同,常将其分为赤热脆性、冷脆性、回火脆性、热脆性、时效脆性等几种。

赤热脆性 金属在 800~900℃以上呈现的脆性,亦称红脆性。常发生在含硫较多或还原不良的钢中,在高温锻打时易开裂。其主要原因是硫以硫化铁及硫的氧化物形式存在于钢中,并形成低熔点的共晶体以网状形式分布在晶界上,当加热到 800℃以上时共晶体熔化,使晶界强度减弱而脆裂。

冷脆性 金属在低温下呈现的脆性。冷脆性只产生于具有体心立方晶格(如铁等)的金属中,锅炉制造的碳钢及低合金钢都有冷脆现象。为避免冷脆断裂事故,可通过冲击试验、落锤试验测定出脆性转变温度。选材时应选用脆性转变温度低于工作温度的钢材。

回火脆性 某些淬火的合金钢在一些温度区域回火后所产生的脆化现象。可分第一类和第二类回火脆性。第一类回火脆性产生于 250~400℃温度范围回火后,主要产生于合金结构钢,并使断裂呈晶间断裂特征。又称不可逆回火脆性,已产生的脆性不能用重新加热方法消除。第二类回火脆性产生于 500~550℃回火后,或从 600℃以上温度回火缓冷通过 500~550℃温度后,并主要产生在铬钢、锰钢及镍铬钢中。加入钼、钨等合金元素或回火后快冷,可有效地防止第二类回火脆性,或重新加热到 600℃以上温度后快冷以消除第二类回火脆性。

热脆性 某些钢材长期停留在大约 400~550℃区间,在冷却至室温后其冲击值明显下降的现象。差不多所有的钢都有产生热脆性的趋势,但较易产生热脆性的钢有:低合金铬镍钢、锰钢及含铜($\text{Cu} \geq 0.04\%$)钢。通常认为热脆性的发生是与钢中晶界上富集脆化元素(如磷),或析出碳化物、氮化物等有关,如火电

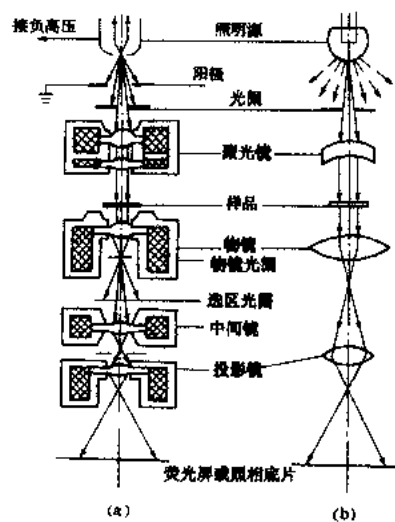
厂中高温螺栓在运行中产生的热脆性。

时效脆性 某些钢材冷加工变形后,在室温下经过较长时间或在 100~300℃下经过一定时间后冲击值下降的现象。时效脆化程度用时效敏感性表示。时效敏感性的测定方法是预先拉伸 10% 的板状试样加热到 250℃保温 1 h 后空冷,测出其室温冲击值,再与原材料的冲击值做比较。一般要求其相对降低值不大于 50%,或应变时效后的冲击韧性值 a_K 不应小于 25~29 J/cm²。

jinshu dianzi xianwei jishu

金属电子显微技术 (electron-microscopical technique of metal) 利用电子光学显微仪器研究金属显微组织等的技术。将具有一定能量的电子会聚成微小的人射束,通过与样品的相互作用,激发出表征材料显微组织结构特征的各种信息,检测并处理这些信息,从而给出形貌、显微组织、成分与结构,以及它们相互渗透与组合的信息,并进一步开拓样品内同一微区(粒子或相区)进行综合分析的新技术。常用的仪器有透射电子显微镜、扫描电子显微镜和扫描透射电子显微镜等。

透射电子显微镜 利用穿过试样的透射电子成像的电子光学仪器。如图所示为透射电子显微镜各主要



透射显微镜构造原理和光路

(a) 透射电子显微镜; (b) 透射光学显微镜

电子光学部件的结构原理与透射光学显微镜的结构原理比较图。透射电子显微镜的特点是放大倍数高(可到原子尺度),是研究金属材料内部微细组织结构的重要手段,如观察蠕变各个阶段中材料组织变化,高温下金属材料内碳化物析出和聚集机理,晶体缺陷性质和分布,相界结构等。还可利用特殊样品台对样品进行高分



辨率下的系统动态观察,揭示材料在相变和形变过程中组织结构的变化规律。有的透射电子显微镜还带有电子衍射附件。为了使电子束穿过试样,电镜要采用高电压(一般要大于100 kV),薄样品(厚度一般在100~300 nm之间),要求样品不荷电,不失真,最大尺寸不超过3 mm。透射电子显微镜的制样技术有复型技术和薄膜技术。复型技术中又分复型和萃取复型技术。复型技术在20世纪40年代开始采用,即把组织形貌细节复制到一种很薄的膜上,提供有关表面形貌特征,如复膜金相一样。萃取复型技术是在金属样品上制成复型再把基体溶去,让第二相如碳化物粒子按原分布状态留在复型上,既可看形貌,又可用电子衍射分析第二相的结构。薄膜技术在近年来才发展,它是以金属材料本身制成的薄膜作为观察分析的样品,不仅能显示金属内部十分细小的组织形貌衬度,而且可以获得许多与样品晶体结构有关信息,更加深刻地揭示金属材料微观组织结构和性能之间的内在关系。在制备金属薄膜样品过程中,要求材料的显微组织与性能不发生变化。由大块样品制备薄膜的一般方法是,先用线切割法从大块样品上切取厚度约0.5 mm的薄片,然后用机械研磨、化学抛光或电解抛光法将薄片减薄到0.1 mm左右,最后通过特殊的电解抛光或离子轰击等技术将薄片变成所需要的薄膜。

扫描电子显微镜 这种显微镜是高能电子束对试样表面按一定顺序逐点扫描,并在镜体外显像管上显示图形。高能电子轰击试样时与样品表面相互作用会产生许多信息,这些信息在扫描电子显微镜中全部被捕捉,因此使用范围很广。扫描电子显微镜的特点是,景深大(在10000倍时为10 μm,而光学显微镜在1000倍时仅为0.1 μm),分辨本领高(最高可达30 Å),放大倍数变化范围宽,图像分析直观易懂,制样方便,因此能够清晰地显示粗糙样品的表面形貌,并以多种方式给出微区成分等其他信息。大多数扫描电子显微镜都可装配X射线能谱仪及波谱仪,能在微区中对元素周期表中从铍到铀的全部元素进行定性定量分析。在样品室内加入冷却、加热、弯曲等附件,还可以对较大样品进行动态观察。扫描电子显微镜在金属材料上的应用主要是用于观察断口表面的微观形态,分析断裂原因和机理。尤其在失效分析中寻找材料破坏原因,把断裂力学研究、生产工艺、环境介质的影响都联系在一起综合考虑。扫描电子显微镜的样品制备方法非常简便,由于金属材料本身导电性很好,可将符合规定尺寸的样品固定在样品座上直接观察。对导电性能差的样品要进行喷镀导电处理。实际分析中遇到失效构件断口,往往表面有腐蚀或氧化产物覆盖时,要清除掉才可观察。

• 348 •

电子衍射 电子束射到金属晶体上,通过晶格会产生一系列衍射斑,其花样与晶体结构有关。分为高能电子衍射和低能电子衍射。在透射电子显微镜中利用选区衍射方式进行电子衍射分析,属于高能电子衍射。它把晶体样品的形貌特征和微区晶体学性质在同一仪器中得到反映,这是现有的其他显微分析方法所难以实现的。电子衍射通过对衍射斑点的计算,可以确定晶体的点阵结构、点阵常数,分析晶体取向和晶体缺陷。电子衍射对于金属薄膜衍射成像,能显示样品内组成相的结构、位向,把样品的显微图像与晶体结构结合起来研究。高能电子衍射与X射线衍射一样,都遵循布拉格定律。与X射线衍射相比,衍射角小,一般 $1^{\circ}\sim 2^{\circ}$ (X射线衍射角可到几十度)。并由于电子衍射强度大,摄取花样只需几秒时间(X射线衍射需数小时)。但其结果的准确性不如X射线衍射。低能电子衍射是利用10~500 eV能量的电子入射,通过弹性背散射电子波的相互干涉产生衍射花样,分析厚度只限于表面2~3层原子,主要用于分析表面的原子排列、表面膜的形成和生长等理论研究。低能电子衍射尚处于发展阶段,应用不够广泛。

扫描透射电子显微镜 是70年代中期发展起来的一种电子显微镜,对于较厚样品,普通透射图像无法分辨,使用扫描透射成像就能得到满意衬度和清晰度,但分辨本领不如透射电子显微镜,因此可以说它综合了透射电子显微镜和扫描电子显微镜的性能特点,保持较高分辨力,又可以做微区成分分析。它除在镜体内装有X射线能谱仪外,在仪器下面还装有电子能量损失谱仪,用于分析超轻元素(原子序数3以上)。扫描透射电子显微镜可用于弥散相的鉴定,非晶态的晶化过程,界面相、晶粒边界元素富集等材料研究上。

Jinshu duanshi gaowen qiangdu

金属短时高温强度 (tensile strength of metal at high temperature)

金属在短时高温加载条件下抵抗变形和断裂的能力。金属材料通常为多晶体,各晶粒的塑性变形方式主要为滑移和孪生,其中以滑移为主,主要由位错运动而引起。随着温度的提高,位错运动能力增强,晶界参与塑性变形以及发生回复、再结晶过程等,从而导致金属的强度降低,塑性提高。金属在拉伸加载条件下的短时高温强度指标,主要有高温屈服强度和高温抗拉强度。

高温屈服强度(σ_s) 在高温下金属材料抵抗起始塑性变形的能力。对屈服现象不明显的,常用试样标距部分产生0.2%塑性变形时的应力($\sigma_{0.2}$)表示(t 为试验温度)。

高温抗拉强度(σ_b) 在高温下金属材料抵抗断裂

的能力。用高温拉伸试验时试样断裂前的最大名义应力来表示。

试验方法 在预定的某一恒定温度和拉伸速度下,用单向拉伸载荷把试样拉断,以测定材料短时高温强度和塑性指标(高温延伸率和断面收缩率)试验在配有管式高温炉及测温、控温设备的拉伸试验机上进行。试验时,试样装入炉内,加热至规定的温度并保温一定时间后,按高温拉伸试验法进行试验和数据处理。

金属宏观检验

(macroscopic structure inspection of metal) 用肉眼或低倍放大镜检查金属的组织 and 缺陷的技术。包括酸蚀法、硫印法和断口法等。可在检验用试样或直接在制件上进行,能在大范围内进行检验,与其他检验方法结合能对金属的质量和断裂原因做出较全面的判断。

酸蚀法 揭示金属中的偏析和缺陷。有热酸蚀法和冷酸蚀法。依照试验标准从最易出现缺陷的部位截取试样,并应防止产生假象,表面加工至 Ra1.6 以下。

热酸蚀法 常用于钢材。常用的试剂为 50% 盐酸水溶液,加热温度 $70\text{C} \pm 5\text{C}$ 。热侵蚀时间因金属成分、状态、表面粗糙度、检验目的等而异,至金属宏观组织清晰显现为止。酸蚀后的试件用热稀碱水中和、热水刷洗、吹干。即可依据试验标准进行检查和评级。

冷酸蚀法 在室温进行,多用于有色金属或不便作热蚀的较大试件或制件。冷酸蚀缓慢,酸侵时间长。小试件可浸入侵蚀剂中,大试件可用棉纱、毛刷沾取侵蚀剂擦拭。常用的酸侵蚀剂有:① 5%~10% 或 25% 硝酸水溶液,显示钢的偏析、疏松、裂纹、夹杂、缩孔、气泡、淬硬层、渗层、焊接组织等;② 10 mL HNO_3 + 20 mL HCl + 10 mL H_2SO_4 + 60 mL 水的溶液,室温下侵蚀约 5 min,显示钢中一般宏观缺陷;③ 王水(盐酸 3 份+硝酸 1 份)或铬酸盐酸水溶液(5 g CrO_3 + 50 mL HCl + 50 mL 水)适于各种不锈钢。

硫印法 以印痕显示钢中硫化物分布。试样表面粗糙度愈低效果愈好。将溴化银相纸在 2%~3% 的硫酸中浸泡约 2 min,取出用滤纸把相纸上残留溶液吸干。将相纸紧贴试样表面,使金属中硫化物与硫酸反应生成硫化氢,硫化氢与溴化银作用生成褐色硫化银。3 min 后把相纸揭下定影、漂洗和上光,获得硫印照片。相纸上出现褐色斑点的地方就是硫化物聚集处。

断口法 对钢材折断后的断面作检验。用于检验锻、轧的合金钢原材料或零件上的缺陷,如白点(多在大锻件上产生,为钢中氢在锻造或轧制中析出造成细小裂纹,宏观形貌为亮点)、层状偏析、过热组织、夹杂物、气泡等。检验时可在试样上开 V 形槽,再用落

锤一次冲断。断口法还可用于焊缝质量检查,即在管子焊缝加强部位开槽、随后将管子压扁,使焊缝沿槽口折断。在焊缝折断面可检查热裂纹、未焊透、气孔、夹渣、白点等缺陷。断口检验还可用于火电厂构件失效分析,可在断口上看出裂纹源、裂纹扩展区的裂纹扩展方向和断裂性质以及显现在断口上的宏观缺陷等。

金属化学成分分析

(chemical composition analysis of metal) 查明金属材料化学成分的试验方法。鉴定金属由哪些元素所组成的试验方法称定性分析。测定各组分间量的关系(通常以百分比表示)的试验方法称定量分析。若基本上采用化学方法达到分析目的,称为化学分析。若主要采用化学和物理方法(特别是最后的测定阶段常应用物理方法),一般采用仪器来获得分析结果,称为仪器分析。

化学分析 根据各种元素及其化合物的独特化学性质,利用化学反应,对金属材料进行定性或定量分析。定量化学分析按最后的测定方法可分为重量分析法、滴定分析法和气体容积法等三种。重量分析法是使被测元素转化为一定的化合物或单质与试样中的其他组分分离,最后用天平称重方法测定该元素的含量。滴定分析法是将已知准确浓度的标准溶液与被测元素进行完全化学反应,根据所耗用标准溶液的体积(用滴定管测量)和浓度计算被测元素的含量。气体容积法是用量气管测量待测气体(或将待测元素转化成气体形式)被吸收(或发生)的容积,来计算待测元素的含量。由于化学分析具有适用范围广和易于推广的特点,所以至今仍为很多标准分析方法所采用。

仪器分析 根据被测金属成分中的元素或其化合物的某些物理性质或物理与化学性质之间的相互关系,应用仪器对金属材料进行定性或定量分析。有些仪器分析仍不可避免地需要通过一定的化学预处理和必要的化学反应来完成。金属化学分析常用的仪器分析法有光学分析法和电化学分析法两种。光学分析法是根据物质与电磁波(包括从 γ 射线至无线电波的整个波谱范围)的相互关系,或者利用物质的光学性质来进行分析的方法。最常用的有吸光光度法(红外、可见和紫外吸收光谱)、原子吸收光谱法、原子荧光光谱法、发射光谱法(光谱分析)、浊度法、火焰光度法、X 射线衍射法、X 射线荧光分析法以及放射化学分析法等。电化学分析法是根据被测金属中元素或其化合物的浓度与电位、电流、电导、电容或电量的关系来进行分析的方法。主要包括电位法、电解法、电流法、极谱法、库仑(电量)法、电导法以及离子选择电极法等。仪器分析的特点是分析速度快、灵敏度高,易于实现计算机控

制和自动化操作,可节省人力,减轻劳动强度和减少环境污染。但试验装置通常较庞大复杂,价格昂贵,有些大型、复杂、精密的仪器只适用于大批量和成分较复杂的试样分析工作。

参考书目

《电厂金属化学分析》编写组, 电厂化学金属分析, 北京: 水利电力出版社, 1988

jishu huaxue rechuli

金属化学热处理 (thermo-chemical treatment of metal)

用化学反应方法,有时兼用物理方法改变金属表面层化学成分(称为渗入)及组织结构从而获得表层特殊物理、化学和力学性能的热处理技术。所处理的工件由于表面有特殊要求的性能,可以代替用特殊材料制成的工件,在经济上有较大的效益。

化学热处理时,要使被渗元素原子渗入工件的表层,必须具备以下条件:①钢本身应具有吸收这些渗入元素活性原子的能力,即可以形成固溶体或化合物;②渗入元素的原子必须是活性的,即从某种化合物分解出来或由离子转变而成的新生态原子,同时这些原子具有较大的扩散能力。化学热处理的基本过程大致如下:首先将工件在介质中加热到一定温度,在工件表面上,介质中的化合物分解或由离子转变而形成的活性原子被工件表面吸收;然后通过扩散,在工件的表面层内形成固溶体,在活性原子浓度很高时,还可以形成化合物,改变了表层的化学成分与组织,从而改变了表面层性能。

常见的化学热处理方法有渗碳、渗氮(氮化)、碳氮共渗、渗硫、碳氮硫共渗、渗硼、渗铬及渗铝等。目的主要是提高工件的耐磨性,有的还兼顾表面抗氧化性,如渗铬和渗铝,耐腐蚀性,如渗铝、渗氮和渗铬等。以上各种化学热处理方法,也可以在等离子态以工件做阴极的低真空容器中进行。如离子氮化、离子软氮化、离子碳氮共渗、离子渗碳、离子渗金属等。

钢的渗碳 向钢表面渗入碳原子的化学热处理工艺。其目的是使工件表面具有高的碳浓度,在热处理后表面具有高的硬度与耐磨性,而心部仍保持一定强度以及高的韧性和塑性。因渗碳剂不同,渗碳可分为气体法、固体法和液体法三种。

气体渗碳 将工件置于密封的加热炉中,通入气体渗碳剂,在 $900\sim 950^{\circ}\text{C}$ 加热,保温,使钢件表面碳浓度升高,并不断往里层扩散。在周期作业的井式气体渗碳炉中,可直接滴入煤油进行。煤油具有足够的活性,但容易产生碳黑,所以多数情况下与甲醇联合使用。此外,采用较多的还有甲醇与丙酮复合渗剂。丙酮的活性比甲醇大,因此分两个滴管滴入,可以调整滴入

比例,获得满意的渗碳效果。

大批量生产用连续式渗碳炉,渗剂以吸热式气体为载体气,丙丁烷为富化气,通过调整输入比以调整碳势。

固体渗碳 渗剂通常由木炭粒和碳酸盐组成。工件埋在渗碳剂中,用铁箱密封,在 $900\sim 950^{\circ}\text{C}$ 进行,保温时间的长短与渗层要求有关,固体渗碳法渗层碳势不可控,劳动条件差,生产效率低,但不需要专用设备。

钢的渗氮(氮化) 向钢表面渗入氮原子的化学热处理工艺。其目的是提高表面硬度、耐磨性、疲劳强度与耐腐蚀性。工业中应用比较成熟的是气体氮化法。氮化时,工件放在专用氮化炉或井式气体渗碳炉中进行,温度为 $500\sim 560^{\circ}\text{C}$ 。升温排气和保温时都通入氨气。氨在工件表面以工件表面为触媒分解,产生活性氮原子被工件表面吸收并进行扩散,达到预定的渗层后,缓冷至 150°C 以下出炉。

以表面强化为氮化目的的工艺,温度低,时间长,多用于合金钢构件,以造成表层氮化物弥散强化表面。以抗蚀为氮化目的的工艺,温度高,时间短,可在表层形成致密的化合物层,具有良好的抗大气和水腐蚀作用。

钢的碳氮共渗 在钢的表面同时渗入碳和氮的化学热处理工艺。习惯上液体碳氮共渗又称氰化。按处理的温度不同,又分中温碳氮共渗和低温氮碳共渗(又称软氮化)。中温碳氮共渗发生马氏体转变,提高钢的硬度、耐磨性与疲劳强度;低温氮碳共渗表面形成化合物层及弥散硬化相,提高钢的耐磨性和抗咬合性。因介质不同,又分成气体法与液体法,其中以气体法较普遍。

中温气体碳氮共渗 与气体渗碳比较工艺上有以下特点:由于共渗温度比较低($700\sim 880^{\circ}\text{C}$),共渗后一般直接淬火,变形小。若处理温度相同,共渗的速度比渗碳快。将气体渗碳炉稍加改装,添上供气系统便可用于共渗处理。中温气体碳氮共渗的渗剂,常用的有以下几种:①煤油+氨气;②煤气+氨气;③甲醇+丙烷+氨气;④三乙醇胺或三乙醇胺+20%尿素等。

碳氮共渗的时间,取决于渗层厚度、共渗温度以及所用的共渗介质。共渗的工件经淬火与低温回火以后,表层由细小回火马氏体和少量粒状碳氮化合物及残留奥氏体组成。在渗层表面硬度相同的条件下,共渗层的耐磨性与疲劳强度也高于渗碳层。

低温气体氮碳共渗(气体软氮化) 共渗介质常用尿素和乙醇加氨。在 570°C 保温 $1\sim 3\text{h}$ 。其表面由化合物层与扩散层组成,具有好的抗咬合和抗擦伤的性能,且能提高疲劳强度和耐磨性,但硬度和表层承受载荷的能力不如气体氮化好。气体软氮化不受钢种限制,碳

素钢、合金结构钢、铸铁以及粉末冶金制件均可处理，普遍用于模具、量具及耐摩擦零件处理。

钢的渗硫 以硫渗入钢和铸铁表面以形成硫化物薄膜的化学热处理工艺。硫化物薄膜可在摩擦构件之间起隔离作用。同时硫化铁的摩擦系数和硬度较低，变形阻力小，易于滑动，对构件之间的接触摩擦起润滑作用，因而有着良好的减摩性与抗擦伤能力，可避免金属的咬合。

根据渗硫介质不同，又可分为固体法、液体法、气体法与低温电解渗硫法等。硫可以少量溶于 α -Fe中，也可以形成FeS、FeS₂等化合物。在熔融的硫浴中渗硫时，随温度不同生成不同的硫化物层，如在200℃以上形成FeS₂（黄铜色），在180~200℃处理，在FeS中会混有FeS₂（黑色带有黄铜色），而在170℃以下，仅有FeS（黑色）。在硫化铁与基体之间还有一个过渡层。

钢的硫氮与碳氮硫共渗 可使零件表面兼有减摩和耐摩性能，还可提高零件的疲劳强度，适用于较重载荷下工作的工件。工件经共渗后的最外层组织为硫化物，然后是以氮碳化合物强化为主的高硬度层，其余组织和氮化或软氮化相似。

钢的渗硼 使硼渗入构件表面形成硼的化合物（FeB、Fe₂B）的化学热处理工艺。硼化铁具有很高的硬度（HV1400~2300）和耐磨性，良好的抗蚀性（指在硫酸、盐酸及碱中，但对硝酸则不耐蚀），高温硬度（即红硬性）和抗氧化性。对磨粒磨损以及在腐蚀介质及较高温度下工作的工件，都有良好的效果，可以部分代替特殊钢。按照渗硼剂不同，渗硼可分成固体、气体、电解盐浴和盐浴等四种方法。固体渗硼速度较慢，所用设备较简单，适合维修部门使用。气体渗硼温度低，速度快，但由于原料来源及工艺问题尚未完全解决，仍处于试验阶段。电解盐浴渗硼，速度较快，并且可以通过调整电参数控制渗层的厚度，但盐浴对坩埚的腐蚀严重，易形成脆性较大的FeB等，迄今未广泛应用。盐浴渗硼是目前应用较广泛的一种方法，原料来源方便、价廉，设备及操作比较简单，渗层结构易于控制，缺点是盐浴的流动性差，构件表面残盐清洗困难。渗硼的温度，一般用930~950℃保温2~6h，层深可达0.05~0.15mm。渗硼的速度，除与盐浴配方有关外，还与处理温度、时间和基体材料的化学成分有关。

钢的渗铬 使构件表面渗入铬的化学热处理工艺。目的是提高低碳钢和合金钢构件表面的抗蚀性和抗氧化性，同时也提高工件的表面硬度与耐磨性，可在化工机械中有效地代替不锈钢、耐酸钢制成的钢管、小型零件以及在腐蚀介质中工作的摩擦零件等。汽轮机叶片渗铬可以提高抗侵蚀能力，其抗蚀能力与含铬30%的铬钢相当。渗铬层比电镀铬层致密，可用于形状

复杂的工件。能得到较均匀的渗层并与基体牢固结合，抗蚀抗氧化能力均比电镀层好。

钢的渗铝 见渗铝。

参考书目

J. C. 利亚霍维奇主编，金属和合金的化学热处理分册，孙一唐等译，上海：上海科学技术出版社，1980

jīnshǔ jiāndū

金属监督 (metal supervision) 监督火力发电厂发电设备金属构件的成分、缺陷、组织性能及其变化等以保证安全运行的技术和管理方法。是电力工业技术监督的重要组成部分，贯穿于设备设计、制造、安装、调试、试运行、运行、停用、检修和设备更新改造等各个环节的全过程中，内容包括：杜绝不合格的金属构件投入运行；在运行中严密监督金属构件的材质老化及缺陷萌生发展过程，进行科学鉴定，并在失效前及时更换或修补恢复及进行失效分析等。其中包含了金属检验、诊断技术和寿命预测技术的应用，以及与技术管理相结合形成规程等，以期达到保证发电设备安全运行的目的。

简史 火力发电厂金属监督工作起源于高参数机组投入运行。40年代初期，美国制定了碳钢的球化级标准。1943年美国某电厂一根由0.5%Mo钢制成的主蒸汽管道，在305℃运行5年半后因石墨化而断裂这一事故引起了各国的注意，并因此规定了对0.5%Mo钢作定期石墨化检查。1952年，苏联全苏热工研究院（BTII）制定了0.5%Mo钢的6级球化级标准。1955年，苏联电站部（MCC）颁发了《蒸汽管道与过热器管的金属蠕变与组织变化监督规程》。60年代初期，英国中央发电局（CEGB）的L. H. 托夫特（L. H. Toft）制定了1%Cr-0.5%Mo钢过热器管的6级球化级标准。80年代，工业发达国家金属监督技术发展很快，采用了先进的试验方法和诊断技术，并和寿命预测及寿命管理相结合，如德国技术监督协会（TUV）和鲁尔电力公司制定了材质损伤《金相组织评级方法》，利用复膜金相技术对有蠕变损伤的高温构件运行可靠性进行评定。90年代，结合计算机的发展，更有新的并更适用于电厂的无损检验方法出现，如用超声波测炉管内表面氧化膜厚度以测定炉管金属运行温度以及由外壁测定炉管的腐蚀损伤等，可以在几天时间内不取样完成一台锅炉过热器等高温部件的普查工作，找出运行中炉管的高温区域或严重腐蚀等，有效地避免了事故的发生。

中国金属监督工作的发展大致可分为三个阶段：第一阶段为50年代初期至60年代，主要是组建队伍、在起步的基础上着重对苛性脆化、锅炉爆管、汽轮机断

叶片和高温螺栓断裂等事故开展分析工作。1962年水利电力部召开了四项监督工作会议,从此金属监督正式命名,并列入了四项监督之内。1965年内水利电力部电力科学研究院制订了《12Cr1MoV钢球化级标准(试行)》。1967年水利电力部召开了高温螺栓会议,制订了25Cr2Mo1V和23Cr2MoV钢冲击韧性和硬度指标。第二阶段为70年代初期开始,主要以超期服役的主蒸汽管道材质鉴定为核心内容开展工作,同时对锅筒、汽轮机转子等构件进行了普查,并制订了相应的技术标准。在此阶段内,出版了密切结合火电厂运行实际,具有中国火力发电金属监督特色的专著,如《火力发电厂高温金属运行》、《超声波探伤》、《钢的化学分析》等,并在武汉水利电力学院开设了金属监督专业。1983年水利电力部颁发了《火力发电厂金属技术监督规程》。第三阶段从80年代后期开始,金属监督向深化发展,修订了《火力发电厂金属技术监督规程》,制订了一系列的金属监督方面的规程、导则和技术标准,定期举办全国性的火电厂金属部件失效分析和寿命管理学术讨论会及无损探伤技术讨论会等,有一支规模较大的金属监督专业队伍和管理体系,加强了与发达国家金属监督的技术交流和合作。随着技术进步,中国电力工业的金属监督与寿命管理工作,也基本上与发达国家的发展同步。

任务 主要是:①做好监督范围内各种金属构件在制造、安装和检修中用材质量监督和金属试验工作;②检查和掌握受监构件运行中金属组织、性能的变化和缺陷发展情况,管道及支吊架应力状态,发现问题及时采取措施,防止爆破和断裂;③参加受监金属构件事件的调查和原因分析,总结经验,提出处理对策并督促实施;④采取先进的诊断和在线监测技术,以便及时和准确地掌握及判断受监构件寿命损耗程度和损伤状态;⑤参与新建机组监造和老机组更新改造,参加带缺陷设备和超期服役机组的安全评估和寿命管理;⑥焊工培训和考核;⑦建立和健全金属监督档案。

范围 主要针对如下构件:①工作温度 $\geq 450^{\circ}\text{C}$ 的高温承压部件,如主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道、过热器管、再热器管、联箱、阀壳和三通,以及与主蒸汽管、再热蒸汽管相连的小管道;②工作温度 $\geq 435^{\circ}\text{C}$ 的汽缸、汽室、燃烧室、主汽门、导汽管和紧固件等;③工作压力 $\geq 5.88\text{ MPa}$ 的承压管道和构件如水冷壁管、省煤器管、联箱、给水管等,工作压力 $\geq 3.82\text{ MPa}$ 的锅筒和125 MW及以上机组低温再热蒸汽管道;④汽轮机和燃气轮机的主轴、叶轮、叶片、发电机转子护环风叶等;⑤能导致严重事故的压力容器,如除氧器、加热器和扩容器等。

内容 一般利用设备投运前制造、安装和运行中

检修时对范围内受监构件作定期的金属检验测试;另外,也有对受监构件的在线连续监测。定期的检验测试主要以无损检测方式进行,仅在必要和有可能时才对受监构件进行取样检验。所用的检测方法如光谱化学成分检测、复膜金相作金相组织和损伤、裂纹检验、宏观检验、尺寸检测、无损探伤、应力和残余应力测量、无损的碳化物分析等,以及蠕变变形、蠕变裂纹扩展的连续测量和高温管道、汽轮机转子寿命损耗的连续监测等是无损或非破坏性的,仅取样的力学性能试验是破坏性的。得到检验结果后,对检测结果建立档案和数据库以与原始及历次检测结果比较,以期做出预报。主要内容包括:①构件金属材料牌号和重量检验,如钢号和其它合金材料牌号的复核,以免错用钢号或材料;用宏观及无损检验方法对构件作表面和内部缺陷的检验。这种检验工作在材料入库、设备制造、安装、检修以及材料代用中均需进行。构件在运行中材料牌号不会自行发生变化,但缺陷会发生变化,如原始状态,钢轧件的缺陷如裂纹、划痕、重皮、折叠、结疤和离层等,铸件的缺陷如裂纹、气孔、咬边、焊瘤及未熔合等,有的会在运行中扩展,无缺陷处也会在运行中出现诸如高温承压构件和压力容器的裂纹、压扁、磨损、鼓包等和高速转动部件如汽轮机及燃气轮机叶片根部、叶轮键槽、大轴中心孔以及发电机护环内表面裂纹等缺陷。②金属组织和裂纹性质检验,包括有:构件金属的金相组织检验;表面脱碳层厚度检验;高温构件的组织变化检验和碳钢、钼钢管子和管道的石墨化检验、碳钢和珠光体耐热钢管子和管道的珠光体球化程度检验;25Cr2Mo1V和25Cr2MoV钢螺栓热脆性程度(见金属脆性)及铬镍奥氏体不锈钢的 σ 相的析出检验;碳钢水冷壁管气腐蚀裂纹检验,奥氏体耐热钢晶间应力腐蚀裂纹检验,减温器、锅筒、联箱、汽缸、阀门壳和汽轮机转子等的疲劳裂纹检验,以及耐热钢高温承压构件蠕变损伤——孔洞及蠕变裂纹的检验等。③尺寸检验。包括构件尺寸和厚度测量,以进行强度验算。对受热面管子尤其是弯管向火面处及管道弯管外弯曲进行厚度测量以检验磨损和冲蚀程度。④蠕变变形测量。对主蒸汽管道、高温再热蒸汽管道等高温蒸汽管道和联箱,设立蠕变监察段和蠕变测量截面并对其进行定期的或连续的蠕变变形测量。另外,对高温过热器与再热器管及一些高温承压构件如汽缸、阀壳和联箱插管座等的变截面处和应力集中处也进行蠕变变形测量。⑤构件力学性能检验。对高温受热面管子如高温过热器和高温再热器及高温蒸汽管道如主蒸汽管道和再热蒸汽管道设立组织性质变化监察段,后者可与该高温蒸汽管道蠕变监察段为一体,以在必要时进行割管取样的组织性质变化检验,特别如持久强度试验等,以准确地检测

当时的材质水平,用于这些高温构件的第三阶段寿命评估;螺栓等高温构件及其它构件的硬度检验;焊接接头焊缝及热影响区硬度检验;制造及安装时重要构件的取样力学性能检验以及对事故构件的取样力学性能检验等。④应力及残余应力测量。包括对高温承压构件如高温蒸汽管道的常温和高温应力测量,承压构件如锅筒的应力测量,焊缝的残余应力测量,汽轮机和燃气轮机及发电机高速转动部件如大轴、叶轮等的动应力测量及残余应力测量以及高温管道支吊架支吊点的位移测量等。⑦工艺性能检验。包括焊工考试及新钢材焊接工艺评定等。⑧构件的工况监测。包括承压构件温度和压力的运行温度和压力的监测,厚壁构件如锅筒及联箱等在起停及变工况运行下的壁温差的监测等。承压构件水压试验的水温及大型机组作超速试验时其大轴温度均应监测并使其不低于各自的脆性转变温度,以防脆裂和脆断。

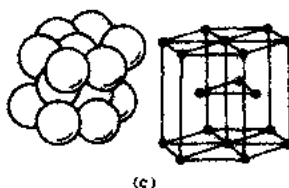
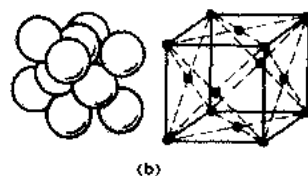
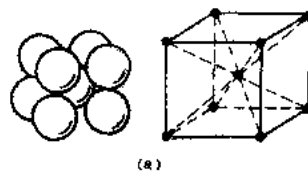
发电厂的金属监督档案和数据库分为原始资料档案、专门技术档案及管理档案等三种。原始资料档案为制造、安装提交的原始资料包括受监金属构件的用材资料等。专门技术档案如机组运行历史数据,受监金属构件历次检查、鉴定、更换档案,焊接质量技术档案,事故分析及异常情况档案,反事故措施及各构件缺陷处理档案等。管理档案如全厂金属监督组织机构和职责条例,有关机构制定的金属监督规程、导则以及厂级编制的金属监督实施细则、金属监督工作计划及总结、焊工技术管理档案等。

jīnshǔ jīngtǐ jiégòu

金属晶体结构 (crystal structure of metal)

金属晶体中原子的排列方式。金属及其合金(由两个或两个以上元素熔合而成的物质)在固态通常为晶体,以金属键相结合,故与非金属晶体的特性不同。单晶体中金属原子按一定的空间点阵呈周期排列。这种空间点阵称作晶格,组成晶格的最小几何单元称为晶胞。晶体结构按晶胞来划分。常见金属晶体结构有体心立方、面心立方及密排六方(见图)。金属的物理、化学和力学等性能与点阵类型、晶胞中原子数及反映点阵特点的各种参数有关。实际金属都是多晶体,由许多位向不同的小单晶体(称为晶粒)组成。晶粒之间的交界为晶界,其厚度有2~3个原子,原子排列混乱。晶粒内部还有各种晶体缺陷,有点缺陷、线缺陷和面缺陷等。点缺陷有晶格空位(晶格结点上有的因热运动而无原子)、间隙原子(有的原子不在正常的结点上,而在间隙位置上)等。线缺陷有位错,包括刃型位错和螺型位错等。面缺陷有嵌镶块边界(一个晶粒由很多大小为 $10^{-7} \sim 10^{-4}$ cm的相互位向差 $10' \sim 20'$ 的小块组成,小

块中原子排列整齐,称为嵌镶块,又称亚晶或亚结构)等。



金属的晶胞

(a) 体心立方; (b) 面心立方; (c) 密排六方

jīnshǔ jìnglì qiángdù

金属静力强度 (static strength of metal)

金属材料抵抗静力载荷下变形和断裂的能力的总称。受力状态和环境条件不同,表征材料失效抗力的指标也不同。常用的强度指标有弹性模量、规定非比例伸长应力、屈服强度、强度极限、高温强度等。塑性又称范性,是断裂前金属材料塑性变形的能力。塑性指标有断后伸长率、断面收缩率和持久塑性。材料的塑性取决于金属中基本相的状态,一般随强度升高而降低,塑性指标对材料的冶金质量较敏感,塑性好的材料易冷加工成型。

弹性模量(E) 材料在弹性变形范围内的正应力与相应的正应变之比,主要取决于材料的成分及晶体结构。

规定非比例伸长应力 表征金属材料抵抗微量塑性变形的能力。因理论上定义的弹性极限(σ_E)和比例极限(σ_P)难于准确测定,一些国家,如日本、德国等,用拉伸试件达到某一规定非比例伸长率时的应力表示作为规定的 σ_E 或 σ_P 。弹性状态工作的构件,如弹簧、炮筒等,需以规定非比例伸长应力作为强度计算的标准。

屈服强度(σ_s) 表征金属材料对起始塑性变形的抗力。用拉伸试件发生屈服现象(试验力不增加,而试件仍能继续变形的现象)时的应力表示,又叫屈服点。对于无明显屈服现象的金属材料,常用试件标距部分

产生某一规定塑性变形量时的应力(即条件屈服强度,例如通常以塑性变形 0.2% 的应力表示为 $\sigma_{0.2}$) 表示。屈服强度或条件屈服强度是设计静载下构件强度的主要依据。

强度极限 表征金属材料抵抗破坏的能力。拉伸试件断裂前承受过的最大名义拉应力为抗拉强度极限;受压试件的最大名义压应力为抗压强度极限;弯曲试件的最大正应力为抗弯强度极限;由扭转试件最大扭矩计算出来的试件表面最大切应力为抗扭强度极限。脆性材料的构件,断裂前几乎没有塑性变形,需根据其承载方式,以相应的强度极限为设计强度的依据。

高温强度 见蠕变和蠕变断裂。

断后伸长率(δ) 试样拉断后标距的伸长与原来标距的百分比。 δ 值与原标距长度有关,采用短比例试样(标距长度为直径的 5 倍)时,为 δ_5 ,采用长比例试样(标距长度为直径的 10 倍)时,为 δ_{10} 。同一材料的 δ_5 大约是 δ_{10} 的 1.2~1.5 倍。一般金属的断后伸长率约为百分之几十,但某些具有微细等轴晶粒($\leq 10 \mu\text{m}$)的金属,如共析铝锌合金等,在 0.5~0.6 T_m (材料熔点)温度范围内,以 0.01~0.001 mm/(mm·s) 的变形速度拉伸时,其断后伸长率可达百分之几百,甚至百分之几千,这种性能称为超塑性。

断面收缩率(ψ) 试样拉断后缩颈处横截面的最大缩减量与原始横截面积的百分比。

持久塑性 见蠕变断裂。

ru shu mo sun

金属磨损 (wear of metal) 金属与其他物体相互接触并作相对运动,由于机械作用或伴有化学作用所造成的金属表面位移或分离的破坏现象。金属的磨损失效形式,一般包括黏着磨损、磨料磨损、接触疲劳磨损、微动磨损、气蚀、冲蚀、腐蚀磨损等。减少磨损可采用的措施:①选用耐磨材料,改进设计;②应用表面处理技术,包括化学热处理、表面淬硬、堆焊或喷焊耐磨金属等;③应用防护层,置换易损部件等。

火力发电厂常见的磨损失效形式主要是磨料磨损、腐蚀机械磨损和接触疲劳磨损等。

磨料磨损 由于硬颗粒或硬的突出物使构件表面材料耗失的磨损。主要机理是显微切削、磨料造成被磨件表面塑性变形而剥落及脆性断裂等。又可分为高应力磨料磨损和低应力冲蚀磨损。前者如钢球磨的小磨球、筒体和端面衬瓦, E 型磨的大磨球和磨环, RP 型磨和 MPS 型磨的磨辊、衬板与磨环的磨损。后者是在含有硬颗粒的流体相对固体运动时,使固体表面产生的磨损,如风扇磨煤机的冲击板、护钩和护甲,排粉风机与引风机的叶片及护板,省煤器以及高温下燃烧器

的磨损。

腐蚀机械磨损 以化学或电化学反应腐蚀与滑动、滚动或重复冲击的机械联合作用而产生的材料损失的磨损。如灰渣泵轮及护套,空气预热器管组的磨损。

接触疲劳磨损 材料的微观体积受循环接触应力产生重复变形,导致裂纹和分离出微片或颗粒的磨损。如轴承轴瓦、主油泵以及汽轮机叶片根部等的磨损。

冲蚀 见腐蚀。

jin shu nei hao

金属内耗 (internal friction of metal) 金属材料的机械振动在无外部阻尼情况下振幅逐渐减小的现象。内耗是由金属内部组织摩擦耗能所引起的,可分为滞弹性内耗、静态滞后内耗和阻尼共振型内耗等。滞弹性内耗为应变落后于应力所引起的内耗;静态滞后内耗则为加载和卸载时应力、应变关系不同所引起的内耗。由于金属内耗与金属结构和原子运动有关,通过研究金属内耗,可以了解金属的微观结构及其变化规律。如可用内耗方法测得间隙原子在固溶体中的扩散激活能、扩散系数、溶解度曲线等,并可藉以研究脱溶沉淀、应变时效及位错运动等方面的问题。内耗的基本度量是内耗衰减率 $\frac{\Delta W}{W} = 2\pi \sin \varphi$, 式中 ΔW 为每周的振动能损耗; W 为振动一周的最大振动能; φ 为应变落后于应力的角度。内耗的另一种度量是振幅的对数衰

减率 δ , 可以证明 $\delta = \frac{1}{2} \frac{\Delta W}{W}$ 。

内耗的测量方法有:葛庭燧扭摆法、阻尼本征振动法、脉冲衰减法及静负荷松弛法等。

jin shu jiang hua

金属强化 (strengthening of metal) 通过合金化、塑性变形和热处理等手段提高金属材料强度的工艺方法。金属强化本身也可以是提高金属强度的一种机制。强度是指金属材料抵抗塑性变形和断裂的能力,在不同承载条件 and 环境条件下,材料有不同的强度,它们分别称为室温抗拉强度、疲劳强度、蠕变极限和持久强度等。对火电厂用金属材料,必须按构件的工作条件,如温度等来决定所需的强度。金属强化是一个综合的概念,即在提高强度的同时也必须同时注意金属材料的塑性和韧性。强化金属的工艺方法很多,主要有形变强化、固溶强化、沉淀强化(弥散强化)和晶界强化等。

形变强化 增加金属材料塑性变形量,以提高金属室温强度(如屈服强度)的工艺,也称加工硬化。这



种强化方式仅适用于工作温度为室温或不超过 200℃ 的部件。例如火电厂发电机无磁性护环制造时常以冷锻、冷扩孔等形变强化方法提高护环材料的强度。

固溶强化 向钢或合金中加入合金元素使溶入固溶体,以提高作为基体的固溶体的强度,从而使钢或合金强度得以提高的方法。固溶强化不但可使室温抗拉强度提高,也可使蠕变极限和持久强度增加。如火电厂用的奥氏体耐热钢中加入 Mo、W、Nb 等元素以及珠光体耐热钢中加入 Cr、Mo、V 等元素可使钢强度提高。

沉淀强化(弥散强化) 过饱和固溶体在长期保温过程中发生时效,析出弥散分布的碳化物、氮化物或金属间化合物的小质点,它们在高温运行时不易聚集,阻止了位错运动,从而提高了钢和合金的室温抗拉强度、蠕变极限和持久强度等。向钢中加入形成碳化物和氮化物的合金元素如 Ti、V、Nb、W 等并经过适当的处理可形成沉淀强化。

晶界强化 向钢中加入一些微量的表面活性元素,如硼和稀土元素等,产生内吸附现象浓集于晶界从而使钢的蠕变极限和持久强度显著提高。金属材料在蠕变温度下,晶界强度比晶内强度低,蠕变断裂均先在晶界发生。晶界强化对火电厂高温构件用钢具有重要意义,如中国的珠光体耐热钢 12Cr2MoWVB,即利用了硼的晶界强化作用提高了钢的蠕变极限和高温持久强度。

reshu rechu

金属热处理 (heat treatment of metal) 利用固态金属相变规律,采用加热、保温、冷却的方法,改善并控制金属所需组织与性能(物理、化学及力学性能等)的技术。金属热处理可分三大类,即一般热处理、化学热处理和形变热处理,此处金属热处理仅指一般热处理。金属热处理工艺按加热和冷却的不同可分退火、正火、淬火、回火、调质等。在热处理工艺中最重要的是工艺参数的选择和热处理缺陷的防止等。

工艺参数的选择 热处理工艺参数包括加热温度、加热速度、加热方式、保温时间、冷却方式和介质等,金属高性能的获得主要靠这些工艺参数的实现。

加热方式 根据热源与热交换条件不同,有电热体加热、盐浴加热、感应加热、火焰加热、离子轰击加热、流化床加热、电接触加热等。

加热速度 构件加热时,由于内外温差,必然产生一定温度梯度。加热速度愈大,则温度梯度越大,内部产生的拉应力导致变形与开裂的倾向也大。加热速度低虽无开裂危险,但生产率低。为此,应根据构件的形

状、尺寸和材料的导热性能选择合适的加热速度。

加热温度的确定 应按热处理的种类及金属的临界点高低决定加热温度。不同的金属材料有不同的临界点温度,对同一种钢(如 20 号钢),虽临界点相同,但不同的热处理工艺有不同的加热温度。

加热温度的测量与控制 常用热电偶测量温度,配以相应的仪表,通过仪表的信号处理,实现温度自动控制,以达到热处理温度准确、稳定。

保温时间的确定 即总的保温时间,包括到温后从外表到里层的透热时间、相转变时间与化学成分扩散均匀化时间的总和。与材料的有效厚度、导热系数、合金化程度、介质的热交换条件及处理要求等有关,用 $\tau_{\text{总}} = KD$ 表示。 D 是材料的有效厚度, K 为条件系数。

冷却 冷却是控制热处理的重要步骤。不同的冷却速度是实现不同热处理目的的重要手段。如退火冷却速度慢,正火次之,而淬火冷却速度最快。淬火的冷却由不同的冷却介质和冷却方式来实现。不同介质有不同的冷却速度,冷却介质可分成无物态变化与有物态变化的冷却介质两类。无物态变化的冷却介质有空气、低熔点金属液、固态金属、混合的低熔点无机盐熔液。有物态变化的冷却介质有水、油、盐或碱的水溶液等。其中水和碱的水溶液冷却速度较大。冷却方式有装箱炉冷(缓慢冷却)、等温冷却、分级冷却、快速冷却和断续冷却等。不同的方式可有不同的冷却速度。

热处理缺陷及防止 热处理缺陷主要有氧化和脱碳、淬火开裂等,可用加热防护及淬火合理冷却防止。

氧化 在高温下金属表面与介质中的 O_2 、 CO_2 、 H_2O 等气体相互作用,形成金属氧化物,使金属表面失去原有的光洁度与几何精度。氧化物层厚度随介质中氧的浓度、温度、时间的增高而变厚。

脱碳 在较高温度下钢中的碳与介质中的 O_2 、 H_2O 、 CO_2 、 H_2 等气体相互作用,如碳的氧化速度大于铁的氧化速度则使表面脱碳,即表层含碳量降低,脱碳后,钢的表面硬度、耐磨性、疲劳强度等明显下降。脱碳层的深度随加热温度、时间及介质中氧的浓度增高而加厚。

为避免部件在加热时发生氧化脱碳现象采用加热保护,可分别用装箱密封,涂层,在氮、氩和可控气氛以及真空中加热等措施,其目的是在加热中使构件与氧等隔绝,避免氧化脱碳。

淬火开裂 以均匀加热和合适的冷却来防止,主要是要选择合适的冷却介质及合理的淬火方法等。

金属热处理对火电厂有十分重要的意义,因很多构件,如蒸汽管道钢管、高压锅炉过热器管、汽轮机主轴、叶轮、叶片、高温螺栓以及锅筒、联箱等均需经过热处理来提高它们的运行性能。

jīnshǔ rēnxìng

金属韧性 (toughness of metal) 金属材料断裂前在塑性变形和裂纹扩展时吸收能量的能力, 又称韧度。是金属材料强度和塑性综合指标。

韧性主要参量 有冲击吸收功、冲击韧性、脆性转变温度和无塑性温度及断裂韧性等。

冲击吸收功 (A_K) 用规定形状和尺寸的缺口试样, 在冲击试验力一次作用下折断时耗用于产生两个新的自由表面和一部分体积塑性变形所需的能量。

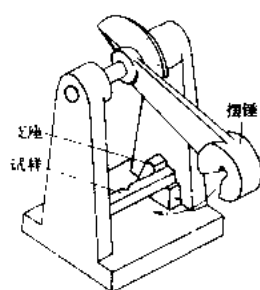
冲击韧性 (α_K) 冲击吸收功除以试样缺口底部处横截面积的商。常用于显示试样对缺口的敏感生, 以及检验材料的冷脆、热脆和回火脆性等性能, 但其数值易受试样及其缺口的尺寸和形状的影响。

脆性转变温度和无塑性温度 (NDT) 见脆性转变温度。

断裂韧性 见断裂力学。

测试方法 有冲击弯曲试验、落锤试验、爆炸鼓突试验及断裂韧性试验。

冲击弯曲试验 在摆锤式冲击试验机(见图)上用



摆锤式冲击试验机

规定高度和重量的摆锤, 向规定尺寸和形状的缺口试样施加大能量冲击载荷, 使之在缺口处折断, 再按摆锤落下的高度与冲断试样后扬起的高度差计算冲击吸收功。试验时试样处于简支梁受力状态的均为夏比冲击试验, 处于悬臂弯曲受力状态的为艾佐

冲击试验。按试样缺口形状, 夏比冲击试验又分为夏比“V”形缺口、夏比“U”形缺口和夏比钥匙孔形缺口冲击试验。

落锤试验 以落锤方式向规定尺寸的试样施加冲击载荷, 按试样破断的无塑性温度评定材料韧性。试样保留一轧制面, 在板面中间沿长度方向堆焊一条脆性焊道, 焊道中部横向锯开一条缺口, 放在两端支承的支架上, 焊道在受拉侧, 支架中间有一托柱, 以限制试样的最大挠度, 确保试样以脆断形式断裂。在不同温度下进行系列试验, 当从缺口起裂的裂纹恰能达到板的边缘面时的最高温度即为无塑性温度。

爆炸鼓突试验 利用受控制的爆炸力向规定尺寸的试板施加冲击载荷, 按试样破断的无塑性温度评定材料韧性。常用一块正方形试板, 板面中心部位堆一小段脆性焊道, 焊道中部横向锯开一条缺口, 置于中间开孔的模具上, 焊道在受拉侧。用一定量的炸药包在试板上方某一标准高度处引爆。试板无鼓突呈平裂状态时

的最高温度为无塑性温度。

断裂韧性试验 见断裂力学。

jīnshǔ shēngxué xìngnéng

金属声学性能 (acoustic property of metal)

金属介质影响声场特征参量的固有性质。表征金属声学性能的参数有声速、声阻抗和声衰减系数。了解金属的声学性能对无损检测有重要意义。

声速 声波(包括超声波)在介质中传播的速度。超声波根据介质质点的振动方向与传播方向的关系分为纵波、横波、表面波等不同的波型。不同波型的超声波在同一介质中传播时, 传播速度不同。声速决定于介质的密度和弹性模量。

声阻抗 指介质的声速和密度的乘积。该物理量不仅影响着单一介质中传播声波的声压、声强度, 也制约着通过异质界面传播声波的声压反射率和透射率。

声衰减系数 声波在介质中传播时, 随着传播距离的增加声能逐渐减弱的现象称声衰减, 常以声衰减系数表示其衰减的程度。引起衰减的原因有介质散射、介质吸收和声束扩散。介质散射和介质吸收等直接与传声介质的种类、组织状态、晶粒状态和黏滞性等因素有关。对于某一确定形式的声波, 如球面波在介质中传播, 其声衰减的大小, 决定于上述传声介质本身固有的某些性质。

jīnshǔ sùxìng

金属塑性 (plasticity of metal) 见金属静力强度。

jīnshǔ tànhuàwù fēnxī

金属碳化物分析 (carbide analysis) 对钢

中碳化物相的组成、数量、结构、形态、大小、分布状态及合金元素在相间的分布进行分析的试验方法, 属于相分析方法。如表所示有各种相分析方法可用于碳化物分析。除对碳化物形态、大小、分布状态的分析以及选区衍射及探针分析等不需将碳化物与基体分离外, 通常碳化物分析要求将碳化物与基体分离, 其步骤为: 称样→电解→沉淀剥离(或离心)→化学分离→每种相的溶液制备→每种相中成分的测定等。

电解 对于钢中碳化物相的提取, 最有效的是电解法(见图)。此法是利用金属浸入电解液中碳化物相与基体相具有不同电化学性质, 通过外加电流, 使基体分离溶解而保存碳化物相。在某些情况下(如采用特定电解液和恒定电位电解法), 还可能完成碳化物相的选择性提取, 从而为共存碳化物相的进一步分离创造了条件。

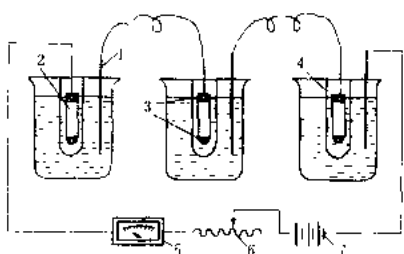
各种相分析技术的内容和鉴定能力

相分析技术	分析内容	鉴定能力	试样状态
光学显微镜	相的形状、粒度、分布(在基体中的位置)、大致的数量	1μ	磨面、分散残渣
透射电镜		3\AA	薄膜、萃取复型、分散残渣
扫描电镜		100\AA	磨面、断口、残渣
自射线摄影		0.1μ	磨面
X射线衍射	相鉴定、晶体结构、取向、晶格常数	500\AA ①	残渣
选区电子衍射		300\AA	薄膜、萃取物
电子探针		1μ	磨面、残渣
激光探针	相的成分(各种元素定性和定量)	10μ	磨面、残渣
离子探针(表面 10\AA)		10μ	磨面、残渣
物理化学法(化学萃取和化学分离及分析)③	相的成分、数量及其他②	100\AA	残渣或溶液

① 指粉末粒度 $<500\text{\AA}$ ，衍射强度明显下降，无法明确鉴定。

② 抽取出的残渣尚可作形态或结构分析。

③ 包括常量或微量化学分析、原子吸收光谱、X荧光光谱、发射光谱等。



碳化物电解装置示意图

1—阴极；2—阳极；3—石蜡密封处；4—胶囊；
5—电流表；6—变阻器；7—直流电源

分离 无论采用何种电解液，一般电解法所得到的阳极沉淀经常都包含金属中析出的多种类型碳化物相。碳化物分析的最终目的是了解各碳化物相对金属性能的影响。因此，碳化物相分析不仅要进行阳极沉淀中碳化物相总量的测定，而更重要的是要进行各种碳化物相数量和组成的测定。为此必须进行分离。用于定量分析方面有效的方法是化学试剂溶解分离法。偶尔也可采用选择性电解相分离法。

分析 将混合碳化物相用酸溶法或熔融法制成试验溶液，用化学分析法或仪器分析法对各碳化物相中元素进行定量分析。或将混合碳化物相(或单种碳化物相)干燥后制成粉末，用X射线衍射仪进行碳化物相

的类型鉴定及结构分析。

不破坏的碳化物分析 在工件上(如主蒸汽管道等)，直接提取钢中碳化物相的方法。将特制的有机玻璃槽固定在工件上，向槽内注入电解液，用电解法提取碳化物进行相成分和结构分析。

用碳化物分析可以定量研究金属中碳化物成分和力学性能的关系，以及火电厂金属在运行过程中的时效过程、合金元素迁移过程和组织变化过程的规律，对了解火电厂用耐热钢的组织性质稳定性、失效原因以及寿命预测等均具有重要作用，因此金属碳化物分析已成为金属监督的重要手段。

参考书目

《电厂金属化学分析》编写组，电厂金属化学分析，北京：水利电力出版社，1988

金属性能

(performance of metal) 金属满足各类要求的能力，借以表征金属的特性。它取决于金属的成分、结构和组织。主要有力学性能、物理性能、化学性能和工艺性能等。

力学性能 在力作用下涉及应力与应变关系的性能。根据材料的力学行为，表征材料的力学性能指标可分为弹性、塑性、强度、硬度及韧性等。金属的力学性能是评定金属质量、选材和构件设计计算的重要依据，用相应的力学试验测定。

物理性能 在力、热、光、电等物理作用下所反映的特性。常用的有内耗、热膨胀系数、导热系数、比热容和电阻率等。

内耗 材料本身的机械振动能量在机械振动时逐渐消耗的现象。一般用振动一周所消耗的能量与原来振动能量之比来度量。(见金属内耗)

热膨胀系数 温升 1C 时材料尺寸的变化量与原来尺寸之比。可分为线膨胀系数与体膨胀系数。

导热系数 物质单位长度上温度差为 1C 时，单位时间内通过单位面积的热量。其数值的大小，取决于物质内部结构和所处状态。纯金属比合金具有更高的导热系数。

比热容 单位质量物质温升 1C 时所需要的热量。

电阻率 单位截面积材料在单位长度上的电阻。

化学性能 抵抗腐蚀性介质化学侵蚀作用的能力。金属的腐蚀可分为化学腐蚀和电化学腐蚀两种。金属的氧化实质上是化学腐蚀的结果。金属化学腐蚀速度同由腐蚀产物形成的金属表面膜的性质有关。电化学腐蚀主要取决于金属的电极电位。提高耐腐蚀性和抗氧化性的根本措施在于材料的合金化。评定耐腐蚀

性和抗氧化性的主要指标是腐蚀速度和腐蚀率。

腐蚀速度 单位面积材料在单位时间内经腐蚀后的失重或增重。

腐蚀率 单位时间内腐蚀掉的金属深度。

工艺性能 制造金属制件时的冷热加工性能。主要有铸造性、可锻性、焊接性、切削加工性和热处理工艺性能等。

铸造性 表征金属铸造成型的难易程度。通常用流动性、收缩性、偏析程度和热裂倾向等性能表示。

可锻性 材料在锻造过程中承受塑性变形的能力。材料的可锻性与化学成分、加热温度、组织状态及冷却规范等有关。

焊接性 或称可焊性,表征在一定焊接方法、焊接材料、工艺参数及结构形式下,获得优质焊接接头的难易程度。焊接性的好坏可用材料的化学成分进行估算,亦可用相应的焊接裂纹敏感性试验进行评定。

切削加工性 表征材料切削加工成一定尺寸、精度和表面质量的难易程度。与材料的硬度、强度、导热性和加工硬化性等有关。评价切削加工性能的指标主要是切削率,即用在切削加工精度、粗糙度相同,刀具寿命一致的情况下,被试材料与标准材料最大切削速度的百分比表示。

热处理工艺性能 表征金属或合金,在固态范围内,通过加热、保温、冷却的方法,改变其内部组织,以获得预期热处理效果的难易程度。其主要指标有:①晶粒长大倾向;②淬透性;③淬裂敏感性。晶粒长大倾向是表征金属在加热过程中晶粒粗化倾向的大小(见晶粒度)。淬透性是表征钢接受淬火的能力。在同等尺寸、加热及冷却条件下,以淬硬层深度来度量。淬硬层深度是指从钢件表面至半马氏体区(马氏体组织占50%,珠光体类型组织占50%)处的深度,与过冷奥氏体的稳定性有关。淬裂敏感性是淬火时产生裂纹的倾向性。

ji shu yingdu

金属硬度 (metal hardness) 金属相对的软硬程度,是金属力学性能的一种。一般金属硬度越高,强度就越高,耐磨性就越好,而塑性和韧性就越差。硬度值的物理意义取决于实验方法,常用的方法有压入法、动力法和划痕法三种。压入硬度表示材料抵抗塑性变形的能力,动力硬度表示材料形变功的大小,而划痕硬度表示材料抵抗磨削(损)的能力。影响材料硬度的因素包括化学成分、组织类型、加工处理状态及温度等。由于材料的硬度值与其他力学性能,如抗拉强度、疲劳极限、持久强度等,有某种经验关系,因此,可用测硬度的方法近似地快速测定这些性能,还可用于测

定金属同素异形转变、蠕变激活能,以及研究金属的时效过程等。硬度试验简便,不损伤试件,应用很广。

压入法 将一定形状的压头在静载荷作用下压入试件表面,以压痕面积或深度计算硬度,常用的试验方法有布氏、洛氏及维氏硬度试验三种。

布氏硬度 (HB) 试验 1900年由瑞典人J. A. 布里涅耳(Johan August Brinell)首先提出,以直径为 D (1~10 mm)的钢质或硬质合金球体为压头,在某一级载荷 F (9.807~29420 N)作用下压入试件表面,卸载后根据测得的压痕直径 d (mm),按下式公式计算布氏硬度值HB,适用范围为HB8~450。

$$HB = 0.102 \times \frac{2F}{\pi D (D - \sqrt{D^2 - d^2})} \quad (\text{单位略去})$$

在实际应用中并不需要人们去进行上式计算,只要测出压痕直径 d 值,查表即可得到材料的布氏硬度值。因布氏硬度测定值较准确,适用范围广。布氏硬度值与抗拉强度间有 $\sigma_b \approx KHB$ 的近似线性关系,可通过测定材料的布氏硬度,近似算出材料的抗拉强度。一般对低碳钢 K 为0.36,对中碳钢 K 为0.35,对高碳钢 K 为0.34,对调质合金钢 K 为0.325。

洛氏硬度试验 1919年由美国冶金学家S. P. 洛克韦尔(S. P. Rockwell)提出。试验时,以锥角为 120° 的金刚石圆锥或直径为1.588 mm的钢球为压头,先以初载荷 F_0 压入试件表面,压入深度为 h_0 ,再加主载荷 F_1 ,则总载荷 $F = F_0 + F_1$,总压入深度为 h ,后卸除主载荷 F_1 ,由弹性变形引起的恢复深度为 h_s ,则由主载荷引起的压痕深度残余增量 e 计算洛氏硬度。按压头类型和载荷的不同,洛氏硬度分为HRA, HRB, HRC。HRA为金刚石圆锥压头, $F = 588.4$ N, HRB为钢球压头, $F = 980.7$ N, HRC为金刚石圆锥压头, $F = 1471$ N。

维氏硬度试验 1925年由英国维克斯公司提出。试验时以相对夹角为 136° 的金刚石正四棱锥为压头,在载荷为 F (98.07 $\times 10^{-3}$ ~980.7 N)作用下压入试件表面,按压痕平均对角线长度 d (mm)计算压痕表面积 S (mm²),再用下式计算维氏硬度值HV。

$$HV = \frac{F}{S} = \frac{2F \sin 68^\circ}{d^2} = 0.1891 \frac{F}{d^2} \quad (\text{单位略去})$$

动力法 动态加载测硬度。主要试验方法有肖氏硬度试验和动态布氏硬度试验两种。

肖氏硬度试验 1806年由美国人A. F. 肖尔(A. F. Shore)提出。试验时将规定重量和形状的金钢石或钢球冲头,从规定高度落到试件表面上,在被测金属弹性变形能作用下回跳,按回跳高度计算硬度值HS。

动态布氏硬度试验 常用手锤氏布氏硬度计和弹

簧加载布氏硬度计进行试验。前者试验时将钢球置于标准杆和被测试件之间,用锤敲击,测出标准杆和被测试件的压痕直径,经比较后求出硬度值。后者试验时以一弹簧所产生的固定负载加于钢球压头上,从而直接测出被测金属硬度。此法已在火电厂广泛应用。

划痕法 划刻金属表面,通过划痕判定硬度。1812年由德国人F. 莫斯(Friedrich Mohs)提出,故称莫氏硬度。试验时用十个硬度等级不同的参比材料与被测材料相互划刻比较判定硬度。

metals structure and property changes in metal

金属组织性能变化 (structure and property changes in metal) 金属材料在高温下长期运行过程中随时间所发生的组织性能变化的总称,俗称老化。高温系指金属的蠕变温度范围(约 $0.4 T_m$ 以上, T_m 为金属以绝对温度计熔点),组织指金属微观组织即金相组织和超微观组织,性能主要指力学性能、蠕变性能、蠕变断裂性能或抗松弛性能以及一些物理和化学性能等。钢在蠕变温度范围工作时,由于温度升高,除发生在应力同时作用下的蠕变、蠕变断裂或应力松弛等过程外,还会由于钢内部原子运动加快而随时间发生组织性质变化。金属组织发生变化必然导致钢的性能发生变化。一定时间内的组织性质变化程度,如珠光体球化程度、石墨化程度、时效和热脆性发展程度等可以作为耐热钢在高温长期运行过程中稳定性好坏的标志。

火力发电厂各类高温构件,如主蒸汽管、高温蒸汽管道、过热器管、再热器管、水冷壁管、高温联箱、汽轮机高温转子及高温螺栓等的金属材料,发生的组织性能变化比较典型,主要的组织性能变化有:

(1)珠光体球化和碳化物聚集:组织变化类型为珠光体形状和碳化物形状、尺寸变化。使钢的强度、蠕变强度和持久强度降低。

(2)石墨化:仅发生在不含铬的珠光体耐热钢中。钢中渗碳体分解成游离碳(石墨),造成钢的冲击韧性和抗弯塑性(弯曲角)明显降低,同时,钢的强度、蠕变强度和持久强度也下降。

(3)时效:组织变化为基体上析出沉淀物颗粒,使钢强度、硬度发生变化。

(4)新相形成:组织上出现新相组织,使相应性能发生变化,如不锈钢中析出 σ 相使钢的抗腐蚀性显著下降。

(5)热脆性:组织上主要为晶界上有析出物(微观和超微观的),并使室温冲击韧性明显降低,脆性转变温度升高。(见金属脆性)

(6)合金元素迁移:组织变化形式为合金元素从固

溶体向碳化物中迁移并形成新的碳化物,使耐热钢的强度、蠕变强度和持久强度发生变化。

(7)氢腐蚀:组织上出现众多晶间裂纹,裂纹周围一般有脱碳层,使钢的强度、塑性、韧性均明显降低。

这些组织性能变化均在一定温度范围内发生,且温度愈高则变化速度愈快。构件在运行中所受的各种应力是这些变化过程的重要促进因素。有的变化过程还受其他因素影响,如氢腐蚀就受介质和介质运行情况的影响。由于上述这些变化过程中有的有相似的主要影响因素,因此有的构件在运行时可以同时发生几个变化过程,如低碳钼钢锅炉管在运行中可同时产生石墨化、珠光体球化及合金元素迁移等过程。在条件适合时也可能只单独地发生某一过程,如水冷壁管的氢腐蚀过程等。

金属组织性能变化过程是火电厂高温金属监督工作的主要内容,是高温构件金属之所以有寿命期限的主要原因之一,也是高温构件失效的一种材质上的基本原因。研究金属组织性能变化过程并及时掌握其发展进程是做好金属监督、高温构件寿命预测和保证高温构件安全运行的基础

参考书目

吴非文,火力发电厂高温金属的运行,北京:电力工业出版社,1979

fastening part using steel and alloy

紧固件用钢及合金 (steel and alloy for fastening part)

紧固和连接用机械零件所用金属材料的总称。在火电厂,主要紧固件有螺栓、螺母、垫片和铆钉等。火电厂中重要的螺栓主要有用于高温高压管道法兰、阀门、汽缸法兰和锅炉钢架等静止结合面处的螺栓和用于主轴联轴器动态结合面的螺栓等两类。前者为靠拧紧螺母的压应力使法兰接合面保持汽密的高温螺栓和使钢架保持整体连接的常温用高强螺栓;后者则为传递扭矩的紧固螺栓。

性能要求 对紧固件材料的要求是强度高,并与塑性、韧性有良好的配合,缺口敏感性小。对联轴器螺栓材料尚要求有高的抗疲劳性能。对高温紧固件所用材料则还要求抗松弛性能高、蠕变极限和持久强度高以及组织性质稳定性好等。①抗松弛性能高。螺栓温度超过 400°C 时必须考虑材料的抗松弛性能,使螺栓所要求的初紧应力较低,并在要求的运行期限后其残余压紧应力仍高于法兰泄漏要求的最小密封应力。②蠕变极限和持久强度高。还要求蠕变缺口敏感性小,持久塑性高(持久延伸率大于 $3\%\sim 5\%$)。③组织性质稳定性好。热脆性倾向小,经长期运行后,螺栓材料的冲击韧性应不小于 29 J/cm^2 。

为防止螺纹咬死,螺栓和螺母在选材上应考虑选择不同等级强度材料的配合。通常选取螺母材料比螺栓材料的硬度低 20~40 HB。

钢材选用 可按螺栓工作温度来选择螺栓材料。100℃以下可用中碳钢的 35、45 号钢,185℃以下可用中碳低合金铬钼钢如 35CrMoA; 510℃以下可用低合金铬钼钒钢如 25Cr2MoVA; 550℃以下可用提高含 Mo 量的低合金铬钼钒钢如 25Cr2Mo1VA; 570℃以下可用 Ti、Nb、B 等强化的低合金铬钼钒钢如 20Cr1Mo1VTiB 和 20Cr1Mo1VNbB 等; 590℃以下用 12%Cr 钢为基的马氏体耐热钢如 2Cr12WMoNbVB 和 2Cr12NiW1Mo1V (美国钢号 C-422); 650℃以下可用耐热合金如铁镍铬钴沉淀硬化合金 R26 及其同类型高温合金等。上述这些材料用于螺母时,其许用温度可较上述温度高 30~50℃。一些国家,如美国、日本等对螺栓材料选用与上略有不同,即大致以 500℃分界,螺栓工作温度低于 500℃使用低合金的铬钼钒耐热钢,高于 500℃则采用上述以 Mo、V、W、Nb 等元素强化的 12%Cr 马氏体耐热钢。马氏体耐热钢螺栓的特点是抗氧化性能良好,螺纹光滑不易咬扣,持久强度高并持久塑性好,长期使用热脆性倾向小等。R26 合金有良好的抗氧化性能,且持久强度、蠕变极限及抗松弛性能均高,是目前汽轮机使用温度最高的螺栓材料,但其缺点是如汽缸材料为铬钼铸钢时,两者膨胀系数相差较大。

用于锅炉构架的高强螺栓用钢为低碳低合金高强度钢如 20MnTiB 等。用于联轴器的螺栓可为低合金钢如 35CrMo、40CrNiMo 等。

高温螺栓热脆 世界上曾多次发生螺栓热脆性引起的断裂事故。热脆性在低合金铬钼钒螺栓钢如 25Cr2Mo1VA 中最为明显。一般认为铬钼钒钢在运行中热脆性产生的原因,是螺栓在高温运行中钢中杂质元素如磷向晶界偏聚或碳化物、氮化物等在晶界析出,造成晶界弱化、韧性下降所致。克服螺栓热脆的方法是采用热脆性倾向小的螺栓钢。对已有热脆的螺栓可通过恢复热处理提高螺栓钢的韧性,但在恢复热处理中需有防止成品螺栓螺纹氧化脱碳的有效措施。

进汽调节方式

进汽调节方式 (steam admission governing)

调节汽轮机进汽量的方式。汽轮机要随时调节蒸汽的进入量以适应发电机负荷的变化,调节方式主要有节流调节、喷嘴调节、滑压调节等几种。蒸汽从主汽门通过调节汽门进入汽轮机的第一级喷嘴。这些喷嘴如分布在全圆周上称为全周进汽,如只分布在一弧段则称为部分进汽。汽轮机容量较小时,为了使第一级喷

嘴保持一定高度,往往采用部分进汽。

节流调节 汽轮机的进汽全部由一个调节汽门或

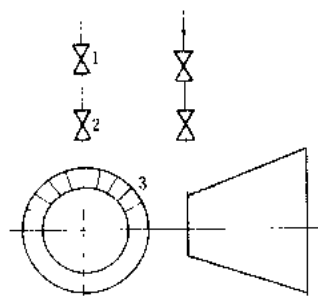


图1 节流调节示意图

1—主汽门; 2—调节汽门;
3—喷嘴

几个同时开闭的调节汽门进入所有的第一级喷嘴,进汽量的改变全靠调节汽门的节流,也称为断流调节(图1)。此种调节方式存在节流损失,但在全周进汽时,可使进汽部分的温度均匀,在负荷变化时热应力较小。

喷嘴调节 把第

一级喷嘴隔成几组,

每组喷嘴由一个调节汽门供汽。汽轮机从起动至满负荷,几个调节汽门依次开启,以改变蒸汽的进入量(图2)。喷嘴调节方式只有最后一个调节汽门处于节流状

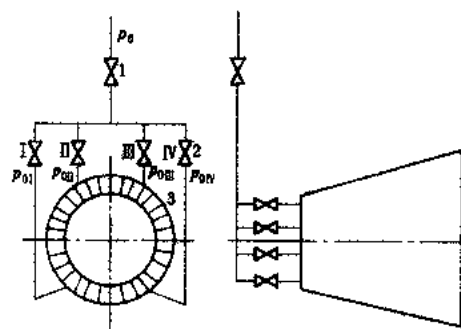


图2 喷嘴调节示意图

1—主汽门; 2—调节汽门; 3—喷嘴组(全周进汽)

态,一般多在过负荷时才全开,故其节流损失比节流调节的小得多,如图3所示,在低于额定负荷下运行时喷嘴调节可获得较高的热效率。其热效率曲线呈折线状,几个折点反映几个调节汽门依次全开时的较低热耗。因此喷嘴调节应用广泛。

现代大容量汽轮机大多采用全周进汽,而且都备有电子计算机控制的电液调节系统,其进汽调节方式往往博采上述两种方式之长,低负荷或负荷变化时采用几个调节汽门同时开闭的节流调

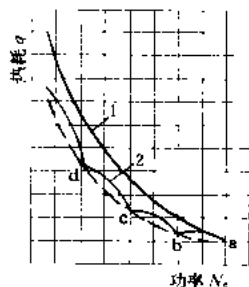


图3 节流调节和喷嘴调节汽轮机的热耗比较
1—节流调节; 2—喷嘴调节

节方式,以降低进汽部分的热应力;带稳定负荷时则改变为前面的调节汽门全开,只保持最后一个调节汽门

节流的喷嘴调节方式，以求得较高的热效率。

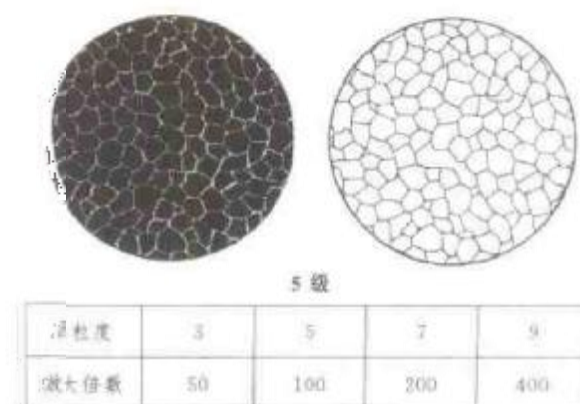
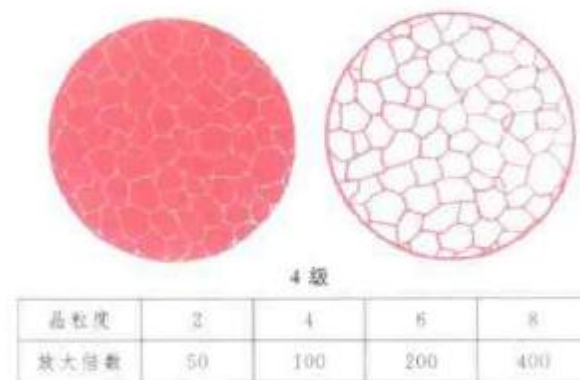
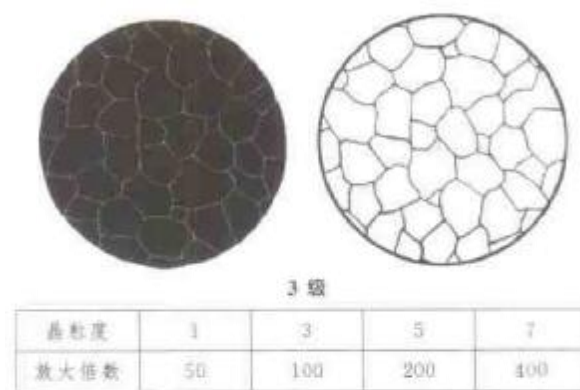
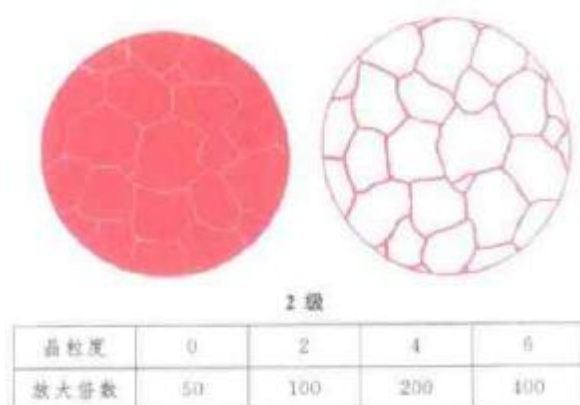
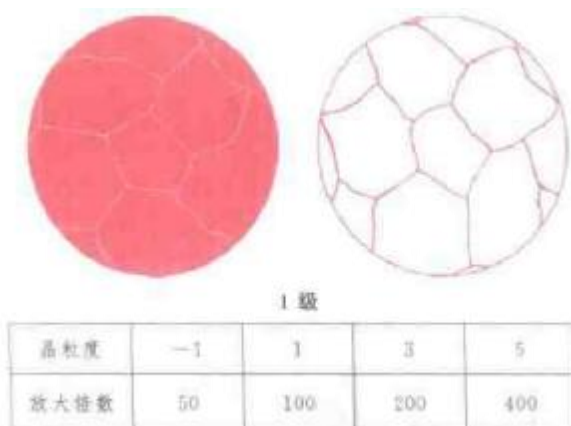
滑压调节 保持汽温不变，采用改变蒸汽压力的方法来调节负荷，亦称变压运行。此时全部或部分调节汽门全开。其优点：①低负荷时热效率较其他调节方式高。因为蒸汽体积流量基本不变，通流部分内效率保持近于设计值；还有在压力降低时变速给水系统能耗相应降低。这两项收益随负荷的下降可抵消汽压降低带来的热效率降低。②负荷变化时汽轮机金属温度变化甚小，故引起的热应力小；汽缸与转子之间的膨胀差问题也得以避免。这样就在汽轮机方面解除了负荷变化速度及范围的限制。

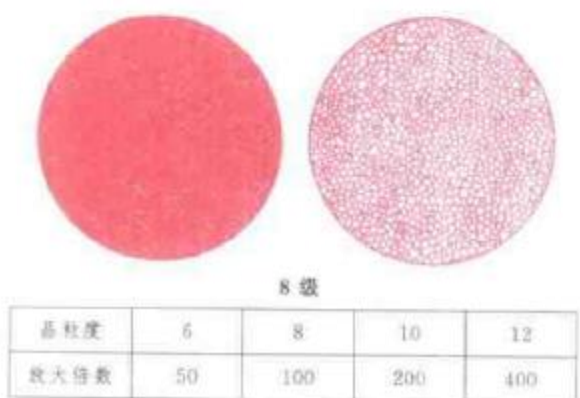
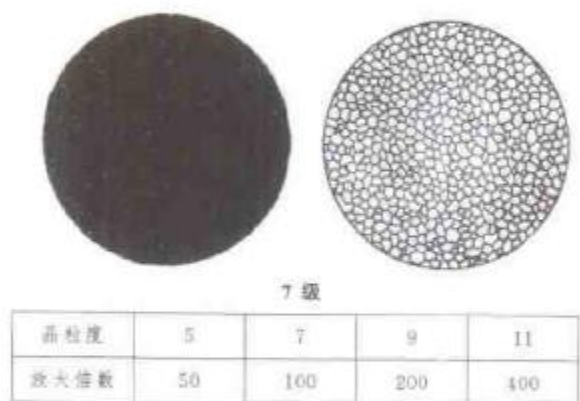
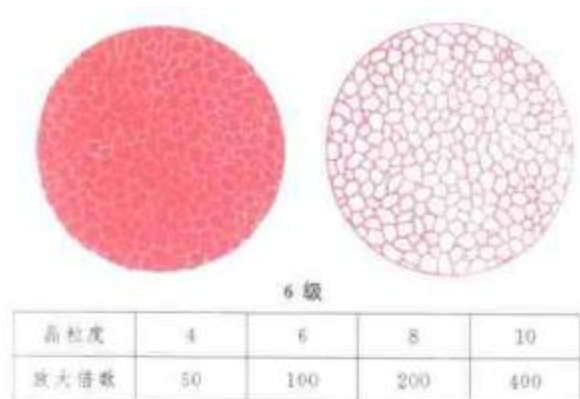
滑压调节对负荷变化的响应速度决定于锅炉及控制系统的特性，一般说是比较慢的，而且在高负荷时滑压调节优势不十分明显，因此出现了以下两种滑压调节方式：①对设计为节流调节的汽轮机，在高负荷（例如80%~90%额定负荷）仍用节流调节，调节汽门有部分节流，如继续降低负荷则采用滑压。②对设计为喷嘴调节的汽轮机，则在高负荷时由最后一个调节汽门进行调节，如继续降低负荷则采用滑压。上述两种方式至负荷降到很低时（稍高于锅炉不投油稳燃负荷），滑压已难于控制，此时则在低的蒸汽压力水平上定压运行，回到设计调节方式。以上第①种方式称为部分滑压调节；第②种方式称为复合调节，又称定-滑-定调节。（见汽轮机起动）

晶粒度

晶粒度 (grain size) 表示晶粒大小的尺度。对钢来说，一般指奥氏体化后的实际晶粒大小。它可以用奥氏体晶粒的直径或单位面积上的晶粒数 n 来表示。若晶粒大小级别为 N ，则 n 和 N 有这样的关系： $n = 2^{N-1}$ 。 n 是在放大倍数 100 倍时，每 645 mm² 面积内的晶粒数。晶粒越细， n 和 N 也越大。

钢中晶粒度第一标准级别图(放大 40 倍)，如图所示。





钢的晶粒度按其奥氏体化条件与长大倾向不同，又分成起始晶粒度、实际晶粒度、本质晶粒度三种。

起始晶粒度 指钢在临界温度以上加热，奥氏体化过程中最初形成的奥氏体晶粒的晶粒度，即奥氏体转变刚刚完成，其晶粒边界开始接触时的晶粒大小，又称初生晶粒度。

实际晶粒度 指某一实际条件下所得到的实际晶粒大小。

本质晶粒度 只代表在某一条件下，奥氏体晶粒的长大倾向。本质晶粒度的大小，是根据标准试验方法（加热到 $930^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$ 保温 3~8 h 后，测定奥氏体晶粒

的大小）评定的。在 8 级的评定标准中，在 5~8 级范围内的称为本质细晶粒钢，在 1~4 级范围内的称为本质粗晶粒钢。

晶粒度对钢性能的影响为：通常钢的晶粒愈小，则强度愈高，强度与韧性的配合也愈好。但是，在高温下，一般晶粒愈大，则蠕变强度愈高。

Jingdian chuchenhao

静电除尘器 (electrostatic precipitator, ESP)

利用强电场使气体电离，粉尘荷电，并在电场力作用下分离、捕集粉尘的装置，亦称电（气）除尘器。1885 年英国 O. J. 洛奇 (Oliver J. Lodge) 在炼铅厂建造了第一台静电除尘器，但因对铅烟了解不足，以及整流供电设备的局限，该装置未能成功运行。1907 年美国 F. G. 科特雷尔 (Frederik G. Cottrell) 成功地将静电除尘器用于工业气体净化。1923 年静电除尘器开始应用于火力发电厂锅炉排烟除尘，此后发展十分迅速，出现了多种型式的电除尘器（参见彩图插页第 49 页 109 图）。根据气体流动方向静电除尘器分立式、卧式；按集尘极形式分管形、板形；按放电极的极性分负电晕、正电晕；按粉尘的荷电与分离区的空间分布分为单区、双区；根据清灰方式分干式、湿式。火力发电厂一般采用负电晕、板形、卧式、干式清灰、单区静电除尘器。

静电除尘器的主要特点是：除尘效率高 ($\eta \geq 99\%$)；阻力损失小 ($\Delta p = 100 \sim 300 \text{ Pa}$)；能耗少 ($0.2 \sim 0.6 \text{ kW} \cdot \text{h} / 10^3 \text{ m}^3$)；耐高温 ($t \leq 350^{\circ}\text{C}$)。缺点是：一次性投资高，耗钢量大；对粉尘的特性敏感，最适宜的粉尘比电阻范围为 $10^4 \sim 5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ ，此范围以外则应采取一定的措施才能取得必要的除尘效率；对制造、安装、运行要求严格；占地面积大。

结构及捕尘机理 静电除尘器由高压供电自动控制装置和静电除尘器本体两部分组成。

高压供电自动控制装置根据气体和粉尘性质，随时调整供给静电除尘器的最高电压，使之保持在稍低火花放电的平均电压下运行。它包括变压器、高压整流和电压自动控制系统。其中高压整流和电压自动控制系统的技术发展很迅速。高压整流经历了机械、电子管和固态（氧化铜、硒）整流几代产品后，现已普遍采用硅整流器；电压调整则经历了电阻调压、感应调压、饱和电抗和可控硅调压的发展过程。目前，工业上已普遍采用新型的供电装置，如调幅移相调压的高压整流装置、高压脉冲电源、微机控制电源等。

静电除尘器本体是完成气体净化过程的场所。如图 1 所示，它包括壳体、进出口烟箱及其气流均布装置、集尘极、放电极及其振打清灰系统等。放电极曲率

半径很小(或尖刺),置于由薄钢板压制而成的集尘极之间并接负性高压电,形成极不均匀的电场,放电极

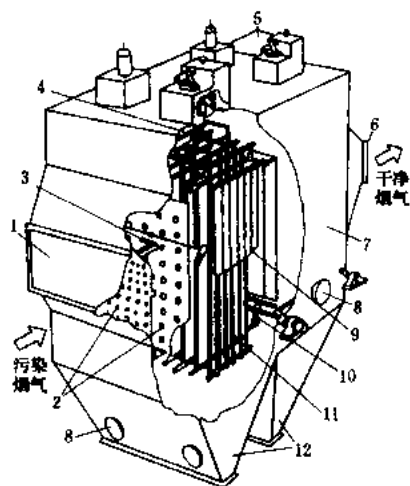


图1 平板形干式静电除尘器的本体结构
1—入口;2—气流分布板;3—气流分布板清灰装置;
4—放电极清灰装置;5—绝缘子室;6—出口;7—除
尘器外壳;8—观察孔;9—集尘极;10—集尘极清灰
装置;11—放电极;12—集灰斗

处电场强度很高,产生电晕放电形成大量负离子向集尘极运动。含尘气体进入电场后,由于碰撞和扩散作用使粉尘带上负离子而呈负极性,在库仑力作用下趋向接地的集尘极(图2)并沉积在其表面,由定期振打清灰使沉积的粉尘落入灰斗,集中后输送出本体外,净化的气体由出口烟箱排出。

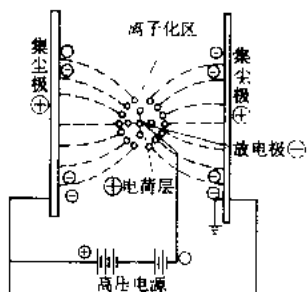


图2 静电除尘原理图

性能 除尘效率常用多依奇(Deutsch)公式表示:

$$\eta = 1 - \exp\left(-\frac{A}{Q}W\right)$$

式中: η —除尘效率; A —处理单位烟气量的集尘板面积; Q —即比集尘面积; W —和粉尘的有效驱动速度

(W)是影响除尘效率的主要因素。有效驱进速度 W 与气体及粉尘的成分和特性、除尘器的结构形式、运行操作参数等几十个因素成函数关系,至今还没有可靠的数学模式予以准确计算。一般都是用粉尘的比电阻来反映烟尘特性对除尘效率的影响。当粉尘比电阻小于 $10^4 \Omega \cdot \text{cm}$ 时,带电粉尘到达集尘极后,很快失去负电荷,并获得与集尘极同极性的正电荷,受电场力吸引又返回气流空间。然后再次与负离子碰撞而带上负电荷,在库

仑力作用下又趋向集尘极。这样往复循环,出现粉尘跳跃或再飞扬,除尘效率降低。粉尘比电阻为 $5 \times 10^4 \sim 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$ 时,荷电粉尘在收尘极上电荷释放缓慢,粉尘层内存在一定的电位差,使电场空间的电位梯度下降。当粉尘层内电位差超过粉尘层内某处气体的绝缘强度时,会在该处产生局部火花放电,导致运行电压和电流密度下降,除尘效率降低。当粉尘比电阻达到 $10^7 \Omega \cdot \text{cm}$ 以上时,粉尘层的电位差将普遍地接近击穿气体的水平(但低于火花放电电压),则粉尘层内的气体将全面地发生电离而形成反电晕,即从集尘极向电场空间放出大量的正离子,导致电晕电流剧增,电压降低,除尘效率显著下降。

实践证明,粉尘比电阻为 $10^4 \sim 5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 时,电除尘器比较适应。采用烟气调质的办法,可以降低粉尘的比电阻,即向烟气中喷入雾化水、或 SO_2 或 NH_3 或钠基、氨基等化学添加剂。当前正在研究新的供电方式(如脉冲供电等)和开发新型的静电除尘器结构,以适应含高比电阻粉尘气体的净化。

ingdan chuchengq jianxiu

静电除尘器检修 (overhaul of electrostatic precipitator)

静电除尘器由高、低压电气设备和本体组成。本体的钢结构件和振打清灰的转动部件均处于高温、高粉尘浓度、腐蚀性的烟气条件下运行,因而静电除尘器除日常维护之外,必须定期检修,消除缺陷、更换易损件,以维持稳定、安全、高效运行,并延长使用寿命。

静电除尘器检修随同锅炉机组的检修周期统一安排。随检修项目的不同,一般有小修、中修、大修三种。

检修内容 一般包括:①检查并清除集尘极、放电极、气流均布装置、放电极电缆保温箱、顶部大梁及内部的积灰有异常情况时,应分析原因,采取对策;②清理已断的或已损坏的电晕线、集尘板,必要时予以更换;③检查放电极、集尘极振打系统的轴承座、耐磨套、承击砧、振打锤的磨损情况,紧固结合情况,如有异常应及时处理;④检查、调整集尘极的同极距、异极距,使其符合要求;保证集尘极限位装置完好,牢固;⑤检查及修复振打传动系统的保险装置;⑥检查并消除烟道、烟箱、壳体、灰斗等处的漏风现象;⑦检查各部减速机油位,消除漏油现象;⑧修正或更换不能正常工作的温度计和加热元器件;⑨擦拭绝缘支柱、绝缘套管、振打瓷轴、聚四氟乙烯密封板、电缆终端盒的积灰,如上述零部件有击穿、裂纹等损坏现象时,应予更换;⑩检修各管路的漏气阀门;⑪维修保温层;⑫更换各人孔门的密封石棉绳(垫);⑬检修高、低压电气设备及其控制系统。以上检修项目,视检修的类别与时间予以安

排。

检修要求 静电除尘器检修后的质量应达到如下标准：①同极距、异极距应符合要求；②集尘极、放电极振打锤头的转轴转动灵活，螺栓应紧固并焊牢；③彻底清除除尘器内部的异物；④吸风机、输灰系统的电动机、压缩机、振打减速机转动应灵活，润滑油质量及油位合格；⑤各烟风管路挡板、调节门动作灵活，各人孔门气密性良好；⑥用 2500 V 兆欧表测定高电压网络的绝缘电阻应大于 1000 MΩ，用 1000 V 兆欧表检查振打电动机、卸灰电动机及其电缆绝缘，不低于 0.5 MΩ；⑦高压隔离开关操纵机构灵活，位置准确。

jiqidian chuchenhui tiaozheng shiyan

静电除尘器调整试验 (commissioning test of electrostatic precipitator)

对静电除尘器进行电气设备交接试验、空载升压试验、振打装置振打试验、气流均布试验、试运行及除尘效率测定等，使其性能指标合格能正常投入运行所进行的工作。

电气设备交接试验 主要有整流变压器及电抗器的绝缘试验；电力电缆直流耐压试验；瓷瓶、振打轴及瓷套筒等的绝缘耐压试验；二次回路通电操作试验；整流、触发回路的特性试验。

空载升压试验 即极板间介质为空气时的升压试验。目的是检查极板施工质量。先在每一电场的电极系统（放电极和收尘极）安装结束后进行，电压升至规定值不击穿为合格。当一台整流变压器容量不够时，可用两台并联加压，升压过程中若发生击穿，应检查处理，处理时要注意安全，应先将高压电源侧接地后始可进入极板区。各电场全部安装结束后需总体再进行一次空载升压试验。

振打装置振打试验 内容除检查电气回路的联动情况、电动机转向、时间整定、振打一个周期的程序符合台要求外，尚需到除尘器室内观察振打锤与撞击头的接触位置是否正确，若不适应进行调整。振打试验时间不小于 3 h，振打后检查各部件的紧固螺栓有无松动。

气流均布试验 即通过除尘器的气体流速分布试验。在最后一层分布板之后约 500 mm 处共设 100～120 个测点（纵行、横行测点间距离约 1 m）。测得数据按均方根值法进行计算，要求气流不均匀系数不大于 0.2。若局部气体流速偏高或偏低，可将分布板上相应的孔径缩小或扩大加以解决。试验在锅炉空气动力场试验前后进行。

试运行 试验项目有：①排灰装置投入试运行；②振打装置投入试运行；③锅炉点火前 24 h 投入各电加热器加热瓷套，并检查各灰斗的蒸汽加热装置的工作

情况；④测定各电场的空载伏安特性，电压每升高 2 kV 停留 10 s 测得相应的电流值，所得特性曲线作为日后运行检修的原始数据；⑤除尘器室通入烟气后再次记录各电压、电流值以测定各电场的负载特性；⑥调节火花频率数。

在试运过程中，当灰斗内集灰过多未及时排除时，将使除尘器放电电压值降低，甚至极间短路，电源开关跳闸，此时应及时清灰，排除故障。

除尘效率测定 在锅炉移交生产后进行。（见除尘器性能试验）

jiudi kongzhi

就地控制 (local control)

控制台屏或柜设置在各被控对象的附近，运行人员通过控制台屏或柜上的设备，分别对被控对象进行监视和操作控制的一种控制方式。在火力发电厂中就地控制的适用范围为：①小容量机组，它们的热力系统一般为母管制，机、炉采取并列运行方式，此时，锅炉、汽轮机、除氧给水系统可以分别就地控制；②辅助车间，如水处理车间，燃料油泵房、氢气站、压缩空气站等；③辅助系统，如热力网和减温减压器等。

就地控制是相对于集中控制而言。现代发电厂对一些相对独立，不需经常监视，能够单独控制的设备和参数采取就地控制。例如：除氧器水位和压力、汽机轴封压力、加热器和凝汽器的水位等。就地控制是集中控制的必要补充，可以减轻集控人员的监控负担，它还具有系统简单、投资少的优点，但控制设备必须根据现场的环境条件，采取防震、防爆、防尘、防腐蚀、防水或防冻等措施。

juer jieliu

绝热节流 (adiabatic throttling)

工质在绝热情况下的一种流动过程。其特点是与外界无功和热量的交换，工质的动能和势能也无变化，但压力有明显降落。本来从高压向低压流动的过程有可能使工质流速增加、势能增大或对外做功，但由于节流过程中存在着摩擦和扰动，使之不能实现。节流过程广泛存在于流体流动的各种场合，例如，在管道中有阀门、节流孔板或其他管道附件时，就有很明显的节流现象发生。

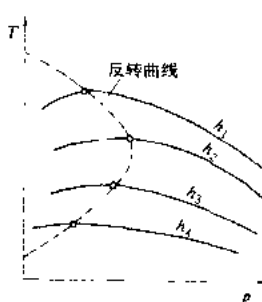
根据流动系统的热力学第一定律的数学表达式，参照绝热节流的定义，工质节流后，压力降低，由于热量、功、动能、势能的增加值均近似为零，所以在绝热节流前后，工质的焓值必然近似相等。不过，由于节流是个典型的不可逆过程，经过绝热节流后，工质的焓值是增加的。焓值的增加，意味着做功能力的降低。例如，在蒸汽管道中，由于节流作用产生压损，会导致蒸汽在

汽轮机中做功的减少。此外,由于节流作用还会使为输送流体而消耗的功增加。不过,节流过程也被广泛用于工程技术中,使之发挥我们所希望的作用,例如,我们通过节流降低流体压力,调节流量或控制功率,有效且非常简便。绝热节流还被用于制冷和气体液化。

理想气体经过绝热节流以后,温度不发生变化。然而,不同的真实气体,或同一种真实气体在不同的热力状态下,经过绝热节流以后温度的变化则不同。在绝热节流过程中,温度随压力的变化率,叫做焦耳-汤姆森系数

$$\mu = (\partial T / \partial p)_h$$

它表示“节流的微分效应”。如果某工质在某状态下焦耳-汤姆森系数为正值,则表示该工质在该状态下经过绝热节流使压力降低一个微小数值以后,其温度降低,称为冷效应;如为负值,则温度升高,称为热效应;如为零,则表示温度不变,称为零效应。当节流前后压力的变化为一有限的数值时,其相应的温度变化则叫做节流的积分效应。



不同焓值下节流过程的 $T-p$ 关系

对于一种给定的真实流体,可能在某一参数范围内,经过绝热节流后,其温度降低,而在另一参数范围内,经过绝热节流后,其温度升高。在这两个范围之间,存在一个状态点,从该状态绝热节流后,温度不发生变化(见图)。此状态的工质温度叫做反转温度。反转温度的概念对于通过绝热节流制冷或气体液化技术有重要意义。对于给定的流体,反转温度是随压力而变化的,对应着每一个压力,一般有两个反转温度——上反转温度和下反转温度,而节流的冷效应发生在两个反转温度之间,但下反转温度多半非常低,热力工程中很少遇到。

ueyuanyou

绝缘油 (insulating oil) 具有良好物理化学和介电性能及流动特性,用于电气设备能起电绝缘、对

流散热,以及消弧或储能作用的液体电介质。按应用对象,绝缘油分为变压器油、断路器油、电容器油及电缆油等。对各类绝缘油的共同要求除一般理化性能要合格外,主要是:介电性能好,以适应高电压等级;闪点高,以减少火灾概率;凝点低,流动性好,以适应环境温度变化;对固体绝缘材料的相容性好;在高温、高电场及氧化气氛下,对所接触的材料无腐蚀作用。对断路器油还要求灭弧性能良好,在电弧作用下分解的游离碳少;对电容器油和电缆油还应要求高温下的介质损耗低。针对这些性能要求,相应的国家标准或行业标准都规定有具体的检验方法和指标限值。

根据油品的组成性质,绝缘油可分为矿物型和合成型两类。矿物型绝缘油是由石油润滑油馏分经不同加工工艺炼制而成的(见电力用油)。采用环烷基原油炼制的绝缘油黏度较低,随温度变化小,凝点在 -45°C 以下。但环烷基原油产量在国内外均相对稀缺,因而多数绝缘油是利用烷基(即石蜡基)原油炼制的。因石蜡含量会提高油品的黏度和凝点,且使黏度随温度的变化较大,在电场作用下易发生分解而析出气体,故需对油进行脱蜡精制。合成型绝缘油是用某些有机原料合成而得,目的是提高其抗燃性(见抗燃油)。

为改善和提高绝缘油的各项性能指标,在炼制和使用过程中常加入某些添加剂,如降凝剂、抗氧化剂、金属钝化剂等。

对超高压设备用油的质量常有更高的要求,不仅在油的介电特性、耐热稳定性、氧化安定性等方面,而且对油品的析气性能还特别提出要求。在高压电场电晕放电作用下,油中芳烃组分是吸气性的,烷烃则是放气性的。对矿物型绝缘油品,芳烃含量大都不高,因而油品往往是放气性的。为改善析气稳定性能,应考虑添加气体抑止剂措施。

绝缘油的固体杂质、水分、老化产物以及释放的气体等对介电强度具有极为不利的影响,因此应使用经过处理(包括过滤、干燥和脱气)的油品,并且应加强运行中油的质量检测与维护,确保其符合运行中油的质量标准,同时也应注意与其相接触的固体绝缘材料的状态。应选择与油品相容性比较好的绝缘材料,以避免影响油的质量,造成油的介质损耗因数的增大。

K

Kalina xunhuan

卡林那循环 (Kalina cycle) 1989年由A. 卡林那 (Alexander Kalina) 提出的一种以水与氨的非共沸混合液为工质的热力循环。在余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环中,用它取代以水为工质的兰金循环,可以提高联合循环的单机功率和供电效率。

图1给出了常规的余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环与以卡林那循环为底循环的联合循环的温-熵 ($T-s$) 图的对比关系。两者的主要区别是:卡林那循环中,在余热锅炉内工质的加热-蒸发-过热过程的温熵变化线(b-c-d-e)与燃气轮机的排气在余热锅炉内的放热降温过程的温-熵变化线(4-1)几乎平行,它不再像以兰金循环为底循环的方案中,水工质的加热过程有一个温度恒定的蒸发段c-d,这样就可以使卡林那循环在余热锅炉内的传热温差减小、焓损失降低,由此可以从余热锅炉中多获得一部分热能,并在底循环中做出较多的机械功,从而提高了联合循环的比功和效率。

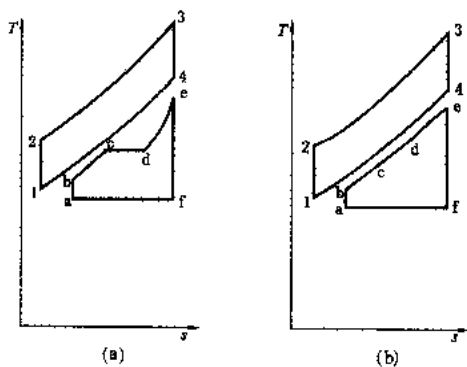


图1 两种联合循环 $T-s$ 图的对比

(a) 以兰金循环为底循环的联合循环;

(b) 以卡林那循环为底循环的联合循环

为了实现图1(b)那样的几乎等温差的传热过程,必须满足两个条件:①吸热介质与放热介质在热容量上要匹配好,这可以用分流或汇流吸热工质的方法来解决;②使用一种非恒温相变的介质作吸热介质,这就

需要选用非共沸混合液,如氨与水的混合液。因为氨与水的沸点不同,随着蒸发过程的不断进行,饱和液中氨的成分越来越少,蒸发温度就越来越高,即混合液的蒸发过程是一个变温的过程。为此,在卡林那循环中选用了70%的氨与30%的水组成的非共沸混合液作为吸热工质,以取代兰金循环中的纯水工质。

图2给出了卡林那循环的系统图。由于氨与水的

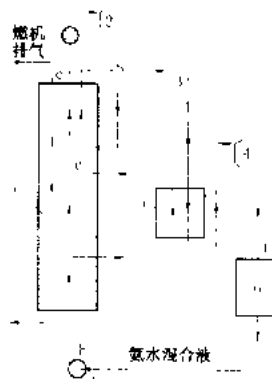


图2 卡林那循环的系统图

混合物在液态加热、两相共存的蒸发和汽相过热这三个阶段的热容量不同,就必须在不同阶段通以不同的混合物流量,才能使它与燃气之间的传热温差处处保持为恒定值。如图2所示,当液态的氨水混合物全流量流过省煤器段(b-c)时,它可以与燃气的放热曲线基本平行;在蒸发阶段(c-d),由于蒸发比热容较大,就必须有一部分氨水分流到汽轮机中、低压缸之间的间冷器5中去加热,才能使余热锅炉内蒸发段的燃气放热与氨水的吸热曲线互相平行;在蒸发器后的过热阶段(d-e),由于饱和氨水蒸汽的比热容较小,它不足以吸收过热阶段的燃气放热。为此,需要把汽轮机高压缸的排汽汇流到余热锅炉中去吸热,以确保这阶段的传热曲线也能互相平行。

汽轮机低压缸排出的氨水混合蒸汽将进入一套称为蒸馏/冷凝的子系统中(见图3)中,重新凝结成为氨水非共沸混合液。这套系统要比兰金循环中的凝汽器复杂得多。这是由于氨水混合汽的凝结温度较低,倘若在常规的循环水温下用凝汽器进行直接冷却,只能使一部分氨水蒸气凝结。否则,就得提高凝汽器(也就是汽轮机低压缸排汽)的背压,致使循环效率下降。

在蒸馏/冷凝子系统中,来自汽轮机低压缸排出的氨水蒸气,先经过回热加热器1,把余热传递给由低压凝汽器8送来的部分凝结液,使其部分冷凝。尚未凝结的氨水蒸气在与来自蒸馏器3的稀氨液(42%/58%)掺混时被吸收,同时在低压冷凝器9中放出溶解热,形成50%/50%组分的过渡氨水液。采用这种过渡方法的目的是为了汽轮机低压缸的排汽创造低压条件。

是一切逆向热力循环的理想标准。用于制冷的逆向卡诺循环的循环性能系数为

$$\text{COP}_{\text{C,R}} = \frac{T_2}{T_1 - T_2}$$

用作热系的逆向卡诺循环的循环性能系数为

$$\text{COP}_{\text{C,HP}} = \frac{T_1}{T_1 - T_2}$$

开关柜

开关柜 (switchgear cubicles) 将断路器、负荷开关、高压熔断器、隔离开关、互感器、套管、母线等电气元件,按接线要求以一定顺序成套布置在金属柜内的配电装置。柜内还可装设控制、测量、保护和调节装置。主要用于配电系统接受和分配电能,并能保护电源和计量用电量。火力发电厂的各级电压厂用配电装置和小容量发电厂的 6~35 kV 配电装置多采用开关柜。开关柜的优点是占地少,结构紧凑,安装使用方便,经济实用,整齐美观,适用于工厂批量生产。

开关柜有多种分类方法。按内装断路器的型式不同,可分为少油型、真空型和六氟化硫型;按安装方式不同,可分为固定式和移开式(手车式或抽屉式);按柜体结构不同,可分为敞开式、半封闭式和封闭式(包括金属铠装式、间隔式和箱式);按使用环境不同,可分为一般环境用和特殊环境用(包括矿用、船用、化工、湿热带和高寒地区用等);按安装位置不同,可分为户内式(包括考虑凝露和不考虑凝露型)和户外式。

开关柜通常要求具有以下性能:①柜体结构有足够的机械强度,能防止事故蔓延扩大。②在一次侧主回路不停电的情况下,能安全地检修二次侧设备。③操作一次侧开关设备时,二次侧继电保护等元件不会误动。④具有机械或电气的闭锁装置,以防止误分、合断路器,防止带负荷分、合隔离开关或插头,防止带电挂地线或合接地刀闸,防止误入带电间隔,防止带地线或接地刀闸在合闸位置时合断路器等,并具有紧急处理的解锁装置。⑤机械闭锁的开关柜,能保证断路器分、合闸速度及触头行程不受影响。

中国于 20 世纪 50 年代初开始生产敞开式高压开关柜。60 年代开始生产移开式开关柜,以替代固定敞开式开关柜。但固定敞开式开关柜因其售价低廉,绝缘可靠而继续采用,并进一步改进为半敞开式开关柜与移开式开关柜并存。

移开式开关柜,手车较大,近年国内外制造一种中置式开关柜仅将断路器作为可抽出结构,其他设备仍固定在柜内。为进一步提高开关柜的可靠性和体积,世界各国已生产环网开关柜和充 SF₆ 气体或复合绝缘外包的开关柜。

抗燃油

抗燃油 (fire resistant oil) 具有较高燃点和自燃温度,可用做液压控制、润滑或绝缘等目的的各种合成液体,亦称抗燃液 (fire resistant fluid)。它们适用于在有火灾危险条件下运行的转动机械和电气设备,以提高其运行的安全性。在电力工业中,主要是用于大容量汽轮机和燃气轮机的液压控制系统和轴承润滑系统(抗燃汽轮机油)以及高电压变压器、电力电容器和充油电缆等(抗燃绝缘油)。

抗燃汽轮机油多以磷酸酯(芳香基及烷基)为主要成分,其闪点大于 235~250℃,自燃点大于 350℃,在 700℃ 温度下仅能发生缓慢燃烧。使用磷酸酯类抗燃油需要注意:①它可以溶解油类、脂肪、某些油漆及橡胶制品,应注意选用抗溶的密封和绝缘件;②某些磷酸酯具有毒性,油箱必须密闭并有足够的析气和排气条件。接触油操作时应注意保护;③它的黏温特性变化较矿物油明显,油箱温度应稳定;④油温过高并同时有水的作用时,会使其水解产生酸性物质,导致发生腐蚀和沉淀;⑤防止混入矿物油,否则会引起沉淀及影响抗燃性能;⑥比热容较低,导热性能较差,散热冷却效果不如矿物油。

磷酸酯早在 20 世纪 40 年代就首先应用于航空液压系统,其后逐渐推广到电力工业和其他工业领域,产品已系列化,中国从 70 年代即开始研制生产应用。

抗燃绝缘油的种类较多,早期的产品成分以聚氯联苯(主要是三氯联苯)为主,或混有三氯苯、氯苯,商品名“克罗芬”(Clophen)或泛称“阿斯克雷尔”(Askarel)。它们具有稳定的化学和耐热性能及良好的介电和电热特性,在运行中基本不会发生老化。这类抗燃油虽有 40 年的使用经验,但自从认识到聚氯联苯特别是多氯联苯对生态环境的毒害影响以来,一些工业国家已开始限制使用。主要替代品是聚二甲基硅氧烷制成的硅酮液。它在生态环境方面的影响并不显著。燃点不小于 330℃;如工作温度不超过 150℃,则不需考虑老化问题。硅酮液导热性能欠佳,热膨胀系数较大,密度比水略小。此外还有多种合成绝缘液产品,如三甲醇基丙烷酯和季戊四醇酯等。这类羧酸酯在变压器及其他电器绝缘液中占有越来越重要的位置。它们的燃点高于 330℃,比热容大,导热率较高,无毒性,润滑性能也较好。

合成绝缘气体 SF₆ 在常压下不会燃烧,绝缘特性在约 300 kPa 压力下与变压器油大致相当,并有良好的灭弧性能。SF₆ 在 20 世纪 60 年代已用于制造大容量断路器,提高了设备的安全可靠性和运行周期(见六氟化硫)。

Kestrom Fadianchang

科斯特罗姆发电厂 (Костромская ТЭС) 位于莫斯科以东约 300 km 的科斯特罗姆州伏尔加河滨, 装机共 3600 MW, 是俄罗斯第三大火电厂, 隶属于俄统一电力系统总公司。该厂装有 8 台 300 MW 超临界参数汽轮发电机组。第 9 号机组单机容量 1200 MW, 是全世界容量最大的单轴式汽轮发电机组, 于 1982 年 12 月投入运行。以下为该机组有关情况。

锅炉 ТГМН 1202 型, 单炉膛, 天然气和重油两用中间再热式锅炉, 由塔干洛克锅炉厂制造。新蒸汽量 3950 t/h, 再热蒸汽量 3240 t/h。有 56 个燃烧器, 3 台再生式空气预热器, 3 台引风机, 2 台烟气再循环风机。3 台送风机, 每台由 7MW 的凝汽式汽轮机带动。采取了低 NO_x 措施, 包括很小的过剩空气量, 多层布置的小容量燃烧器, 将烟气再循环引入燃烧中心等。

汽轮机 K-1200-240 型。蒸汽参数 23.5 MPa/540/540℃, 额定出力 1200 MW, 由列宁格勒金属工厂制造。为单轴五缸缸 (高、中压缸各 1 个, 低压缸 3 个), 采用节流进汽。汽轮机外貌见彩图插页第 22 页 43 图。设计背压为 3.5 kPa, 设计水温 10~12℃。低压缸末级叶片长为 1200 mm 的钛合金叶片, 排汽面积 11.3 m²。

再热系统由 5 台低压加热器、发电机氢冷闭式系统加热器、轴封汽冷却器、除氧器、2 串高压加热器及给水泵组成 (见图)。

当停用高压加热器时, 汽轮机容量可由 1200 MW 增加到 1400 MW。

发电机 ТБВ-1200-2У3 型, 由电力工厂制造, 冷却方式为水—氢—氢。主变为 3 组 ОПИ—S33000/500 型单相变压器, 升压到 500 kV 送出。

给水泵 有 3 台汽动给水泵, 由卡鲁什汽轮机厂生产的 ОК-18ПВ-1200 型传动汽轮机, ПД-1600~180 型前置泵和出力为 1500 t/h 的给水泵组成。

设计指标 在 1200 MW 负荷时, 燃用重油, 炉膛平衡通风时, 供电标准煤耗率: 314 g/(kW·h); 机组厂用电率: 2%; 汽轮机热耗率: 7650 kJ/(kW·h)

实际运行指标 (引自俄罗斯统一电力系统总公司 1998 年统计资料) 标准煤耗率: 313.8 g/(kW·h); 燃料: 天然气占 83%, 重油占 17%; 全年机组平均负荷: 872 MW。

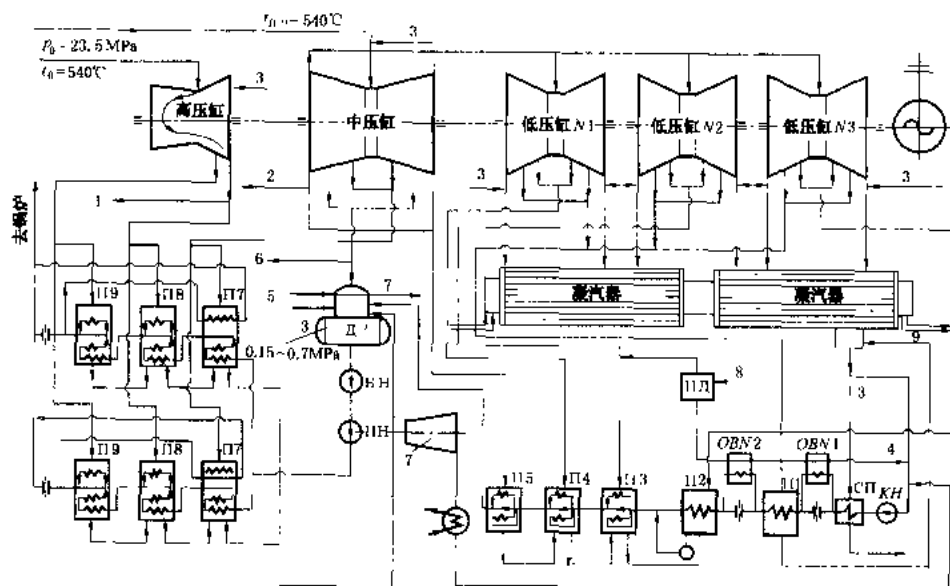
1983~1998 年间机组可靠性情况见表:

科斯特罗姆发电厂 1200 MW 机组可靠性情况表

机 组 可 靠 性	高	低	平均
工作时间系数 (%)	89.8	26.2	61.6
技术利用系数 (%)	99.1	52.3	74.7
容量利用系数 (%)	75.5	17.5	49.1
非计划停用系数 (1985~1998) (%)	0	10.3	2.0
计划检修系数 (%)	9.1	44.8	24.3

1995 年曾因低压缸叶片损坏停机一次, 是在 5 级叶片围带下导边被腐蚀造成的。

到 1997 年初为止, 机组运行时间已超过 8 万 h。



K-1200-23.5-2 型汽轮机的原则性热力系统图

- 1—炉用汽; 2—去锅炉预热空气; 3—来自汽缸; 4—去凝汽器; 5—来自阀杆; 6—去送风机;
7—去集汽箱; 8—来自热风机; 9—补充软化水

可编程序逻辑控制器

可编程逻辑控制器 (programmable logic controller, PLC) 一种数字控制专用的电子计算机,

使用可编程序存储器存储指令, 执行诸如逻辑、顺序、计数、计数与演算等功能, 并通过模拟和数字输入、输出等组件, 控制各种设备的工艺过程。

可编程逻辑控制器于 60 年代末期在美国首先出现, 目的是用来取代继电器, 执行逻辑、计时、计数等顺序控制功能, 建立柔性程控系统。当时的 PLC 不过是一种智能开关, 也有称其为智能继电器的。但与并行工作的继电器控制系统比较, PLC 是按串行方式工作的。

特点 PLC 虽然也是从计算技术和固体电路发展起来的, 但它有自己的特点而不同于微机: ①微机使用机器语言、汇编语言和高级语言, 由于 PLC 是面向对象, 所以 PLC 除有上位监控软件及含多种功能块能处理模拟量和闭环控制的下位编程软件外, 还使用一种特殊语言, 是面向过程的一种形象、直观、易学易懂的语言, 即梯形图或语句表。所谓梯形图就是在编程器的显示器上划分为若干行和若干列, 在行与列的交点上放上编程指令(继电器符号), 每一行叫做一个梯级, 若干个梯级就构成一个梯形图。所谓语句表就是根据 PLC 规定的简单程序指令(编程指令), 诸如 AND(与)、OR(或)、NOT(非)、STR(开始)等, 将梯形图编制成的控制程序。②微机运算速度快, 一般为 μs 级; PLC 处理数据速度因接口响应速度慢而受限制, 通常为 ms 级。③微机对使用环境及供电电源要求较严格; 而 PLC 则可在 $0\sim 60^\circ\text{C}$, 相对湿度为 $0\sim 95\%$ (无冷凝) 的环境中工作; 直流 24 V 供电的 PLC, 电压允许为 $16\sim 32\text{ V}$; 交流供电的 PLC, 频率范围允许为 $47\sim 63\text{ Hz}$, 电压为 $220\text{ V}\pm 10\%$ 。所以, PLC 有较强的适应能力。④微机的培训、维护、使用较复杂, PLC 相对容易得多。⑤PLC 的研制、生产不是以计算机技术为主, 而是以用户需要为主, 以面向现场使用为主。

性能指标 PLC 从总体上可分为四种: 超小型、小型、中型和大型。就其性能指标一般包括以下几个方面: ①主机。用户内存型式、用户内存容量、内存保护功能、典型扫描速度。②输入/输出(I/O)。总 I/O 点数、最大开关量输入、输出点数, 最多 A/D 数、远程 I/O 功能、结构型式、隔离方式、开关量输出类型。③编程功能。编程器型式、编程语言、监控功能、用户指令数、在线与离线编程功能、装录程序介质、定时器/计数器数、定时单位及范围, 算术运算、逻辑运算、功能块的品种与数量。④通信功能。通信接口标准、拓扑方式、最大数据速率、工作站、距离、上位机、传输介质。

选用 在选用 PLC 时应该注意下列一些问题: ①

对于容量的选择要综合考虑, 既要考虑用户内存容量, 其中包括位字数、步序数及网络数, 还要考虑 I/O 点数, 包括最大输入点数与最大输出点数。②编程方法。熟悉继电器逻辑控制的人员喜欢用梯形图法, 对计算机有一定基础的人员喜欢用语句表法。③有的 PLC 同时具备在线编程和离线编程的能力, 有的 PLC 要在线编程, 有的 PLC 则要离线编程。④功能选择。作为 PLC 总体功能有逻辑和算术运算、计时、计数、通信、数模(A/D、D/A)转换、模拟量处理功能等, 不是每一种 PLC 都具备上述功能, 要根据需要选择使用。⑤I/O 功能及驱动能力。I/O 的电流电压规格, 有无触点, 响应速度、导通降压。一般使用继电器作为输出电路, 为提高可靠性和响应速度, 有的 I/O 采用无触点开关元件, 输出多使用大功率三极管(直流)或双向晶闸管(交流), 输出(驱动)的负载能力划分为 220 V , $\text{AC}0.5\text{ A}$ 、 1 A 、 2 A 、 5 A ; 24 V , $\text{DC}0.25\text{ A}$ 、 0.1 A 、 2 A 。以上规格直接影响使用范围和价格。⑥PLC 的结构有整体式和组合式。组合式结构灵活, 对现场的应变能力, 便于维护。⑦用户存储器的电路目前有两种: 一种是 CMOS 静态存储器, 使用后备电源, 保存用户程序; 另一种是使用电可改写的只读存储器 EAROM 或 EEPROM。其内容在断电时也不失去。用这种存储器作为用户存储器, 将用户程序固化起来, 大大提高可靠性, 通过电改写又体现了可编程灵活性, 不需后备电源。

应用前景 发展 PLC 最初的目的是解决工业控制中大量的开关量控制问题, 由于 PLC 自身的特点, 它比继电器系统功能完善; 易学易懂的柔性编程技术; 安装、调整简便; 可在线修改控制方案; 维护量小, 培训操作容易; 输入输出接口功率大; 对电源要求低; 人机对话方便; 灵活可扩展的系统结构; 适应工况能力强, 消除或减少由于硬接线所造成的故障, 可靠性高等。因此, 在各工业部门得到越来越广泛的利用。近年来 PLC 发展很快, 通信能力加强, 速率加快, 模拟量处理功能大大提高, 内存扩大, 已达到用 PLC 组成类似分散控制系统(DCS)的全厂控制系统的能力。可以与其他 DCS 系统连网。目前正在开发遵循现场总线规范标准的产品系列, 成为现场总线控制系统(fieldbus control system, FCS)的一个支路。中国火电厂中应用 PLC 的系统也越来越多, 目前已基本覆盖火电厂辅助系统的控制, 并与 DCS 系统连网通信, 交换信息。

PLC 的硬件配置 图示为两种型式 PLC 的硬件配置外型结构, 图(a)为小型, 从左至右为模块、主机与模块组合体、程序包、带液晶显示的编程器; 图(b)为大型, 从左至右为模块、安装主机与模块的机架、

带 CRT 的编程器（现在多与 PC 机兼容，构成工程师站）。



可编程逻辑控制器硬件配置外型图
(a) 小型；(b) 大型

kongleng fadianji de yunxing

空冷发电机的运行 (operation of air-cooled generator) 空冷发电机的定子绕组、转子绕组和定子铁芯均采用空气冷却。冷却空气一般都采用封闭循环系统，机内装有空气冷却器，对循环空气进行冷却。以前空气冷却方式只用于 50 MW 及以下的发电机。但由于空冷发电机不需要外部冷却系统和密封系统，因此，具有造价低、运行可靠性高、维护简便等一系列优点，再加之一些制造厂在绝缘系统和降低损耗方面采用了一些新技术和新工艺，使其使用的容量范围不断扩大，目前的制造厂已生产和投运了 200 MW 空冷发电机，并认为在 200 MW 及以下的容量范围内，空冷发电机可能成为发展方向之一。

由于空冷发电机的容量相对较小，电压相对较低，因此作为带变动负荷或调峰机组使用时，会有一些特殊问题。

发电机作调峰机组使用，就不可避免地要经常电压和功率因数变动情况下运行，发电机的输出功率和定子电流也需要作相应变动，允许变动的范围应由专门的温升试验确定。

50 MW 以下的空冷发电机一般都为表面冷却（即外冷），因此进风温度对其绕组温升影响较大，当进风温度高于额定值时，定子电流必须作相应的降低，以免定子绕组过热。一般进风温度在 35~55℃ 之间每升高 1℃，定子电流较额定值降低 1%~3%，进风温度愈高，降低的百分数愈大。

由于空气内冷技术的应用，对机内冷却空气的品

质提出了更高的要求，除了原有的除尘方面的要求外，还对其湿度有要求：①运行中的机内空气相对湿度不应超过 50%；②为保证停机期间机内空气相对湿度也不超过 50%，要求配备加热装置。

kongleng fadianji kongqi xitong

空冷发电机空气系统 (air system for air cooled generator) 利用空气作为冷却介质向透

平发电机定子和转子绕组以及定子铁芯进行冷却的系统。该系统通常有开式通风和闭式循环两种冷却方式。

开式通风 开式通风直接利用发电机周围的空气作为冷却介质，一般由空气吸入口、过滤器、入口消声器、出口消声器及出口风道等组成。空气由装在发电机转子上的风扇吸入并送到发电机各发热部位进行冷却，然后经出口消音器及出口风道排出，示意图见图 1。这种冷却方式费用低，但仅适用于周围空气比较清洁且不含有盐雾



图 1 开式通风冷却

和空气温度比较低的情况下，否则将引起发电机内的风道堵塞或发电机金属部件（如护环）腐蚀而影响发电机的安全运行。

闭式循环 发电机的冷却空气在冷却系统内构成闭路循环。因此需要设置水-空气冷却器以带走空气中的热量，其示意图见图 2，当发电机落地安装时（一般用于燃气轮机机组），其空气冷却器可设置在发电机机壳内；当发电机安装在框架式基础上时（一般用于汽轮机机组），其空气冷却器可布置在发电机基

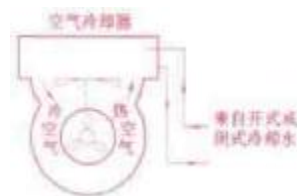


图 2 闭式循环冷却

础下的风道内。空气冷却器的冷却水一般采用闭式冷却水。当开式冷却水的水质较好，且机组容量较小时，也可采用开式冷却水。采用闭式冷却水冷却时，必须保证冷却空气的温度满足发电机技术规范的要求，同时要设置冷却水进水温度和冷却后空气温度的监测装置。

kongqi fenji

空气分级 (air staging) 将供燃料燃烧所需的空气分阶段送入炉膛。先将理论空气量的 80% 左右从燃烧器送入，使燃料在缺氧富燃料条件下燃烧，燃料

燃烧速度和燃烧温度降低,燃烧生成 CO ;而且燃料中 N 将被分解成大量的 HN 、 HCN 、 CN 、 NH_3 、 NH_2 等,它们相互复合生成 N_2 ,或将已有的 NO_x 还原分解,从而抑制了燃料 NO_x 的生成。然后,将燃烧空气的剩余部分以二次风形式送入,使燃料进入空气过剩区(作为第二级)燃尽。虽然这时空气量多,但由于火焰温度较低,热力 NO_x 降低,在第二级内也不会生成较多的 NO_x ,因而,使总的 NO_x 生成量降低。由于空气分级燃烧可以同时明显地降低燃料 NO_x 和热力 NO_x ,因而是种有效的低 NO_x 燃烧技术,已得到广泛应用。

空气分级燃烧有两类,一类是燃烧室中的空气分级,另一类是单个燃烧器的空气分级。燃烧室中的分级是在主燃烧器上部装设专门的空气分级喷口(见二次燃料再燃烧);单个燃烧器的分级既可以是内分级混合的方式,如双调风旋流燃烧器,也可以是外分级混合方式,如直流燃烧器的顶部燃尽风(OFA),或部分二次风从主火嘴周围的一些空气喷口送入。燃烧器分级时, NO_x 降低约40%,综合采用燃烧器分级与燃烧室分级时, NO_x 可降低60%以上。

空气分级燃烧使燃料燃烧推迟,燃烧器区域还原性气氛增强,必须正确组织分级燃烧,否则将可能降低锅炉运行经济性,出现燃烧器区域炉膛结渣或腐蚀,如果组织得恰到好处,还可减轻结渣或腐蚀。

kongqi yureqi

空气预热器 (air heater; air preheater)

利用锅炉尾部烟气的热量加热燃料燃烧所需空气以提高锅炉效率的热交换装置。它是现代大、中型锅炉必不可少的设备。空气预热器安装在锅炉后部,加热后的空气(热空气或热风)温度达 $200\sim 400^\circ\text{C}$,这对改善燃料着火和燃料完全燃烧十分有利;锅炉煤粉制备系统也需要由其供给热风作为干燥剂和供输送煤粉之用。烟气流经空气预热器后温度下降到 $100\sim 200^\circ\text{C}$,然后从锅炉本体排出。

空气预热器按换热方式可分为传热式和再生式两类。前者是通过壁面将烟气的热量连续地传给空气,最常用的为管式空气预热器。后者是冷、热介质(空气和烟气)交替流过作为储热质的受热面进行热量交换,常用的有两种,一为受热面回转式空气预热器,另一为风罩回转式空气预热器,受热面回转式应用较多。

管式空气预热器结构简单,易于制造,漏风小,运行维修方便,但体积庞大,笨重,在大型锅炉上布置不便,低温段腐蚀后更换困难。回转式空气预热器体积小,重量轻,便于布置,冷段腐蚀后更换方便,缺点是漏风较大,技术要求高,制造困难,有时卡涩不能转动,维修不便。大型锅炉多采用回转式空气预热器。

• 372 •

近年还出现一种热管空气预热器,它是通过密闭管内液体的蒸发与凝结来实现空气和烟气间的热交换的,目前常用于管式或回转式空气预热器的低温段,使之在避免或缓解冷段腐蚀与堵灰的条件下,得到较低的排烟温度,以提高锅炉运行的经济性和安全性。这种热管预热器不易积灰,耐腐蚀,但设备较重,价格高,在大型锅炉上尚未见应用。

kongqi yureqi zhendong

空气预热器振动 (vibration of air heater)

空气或烟气横向流过锅炉管式空气预热器管束时,产生的卡门涡流频率 f_k 与管箱气室声学驻波频率 f_c 或管子的固有频率 f 耦合而产生共振的现象。大型锅炉的低温段过热器及省煤器有时也有类似现象发生,但较空气预热器为少。

流体流过一圆柱时,圆柱体后产生涡流,顺时针方向和逆时针方向的涡流周期性地产生和脱离。交替出现的旋涡产生一个交变的静压差,在垂直气流方向产生一个交变的横向力,这就是“卡门涡流效应”。涡流周期性产生和脱离的频率称为卡门涡流频率 f_k , $f_k = Sc \frac{V}{D}$, Hz, 式中 Sc 为斯特罗哈数; D 为圆柱直径, m; V 为流体的流速, m/s。

管式空气预热器管箱中管束区域的气室(省煤器和过热器也如此)是主要的谐振腔,虽然管子排列很密,但仍能激发形成驻波。该声学驻波是周期相同和振幅相同的波相对进行。驻波是一种疏密波,具有固定的波腹和节点,压力最大处,位移最小,反之压力最小处则位移最大。所有谐波是 $1/2$ 波的整数倍。

声学驻波的频率 $f_c = C/\lambda$, 式中 λ 为波长, m; C 为

工作条件下的声速, m/s; $C = C_0 \sqrt{\frac{T}{T_0}}$, $C_0 = 330$ m/s;

$T_0 = 273$, K; T 为介质绝对温度。对卧式空气预热器,烟气在管子外壁流过, C 为烟气工作条件下的声速。对立式空气预热器,空气在管外流动, C 为空气工作条件下的声速。简化后的声学驻波频率为 $f_c = \frac{nC}{2L}$, Hz; 式

中 n 为驻波的阶次($n=1, 2, 3, \dots$ 整数); L 为管箱气室的宽度, m。

当卡门涡流频率 f_k 和气室某一阶声学驻波频率 f_c 接近或重合时就产生振动。这种振动是由于气压脉动产生的强烈共振,是一种自激振动,同时发出巨大噪声。国内外不少锅炉发生过这种振动,噪声总声强常为 $90\sim 115$ dB,个别电厂在 120 dB以上,气压脉动高达 ± 1000 Pa,振动强烈,使得冷风箱和护板很快疲劳破裂,对运行人员的健康危害也甚大。有时卡门涡流频率

与管子的固有频率 f_k 耦合也会产生振动,但通常振动强度要低得多。

常用的行之有效的消除振动的方法是沿管箱宽度方向上加装隔板,把管式空气预热器分成许多个气室,提高声学驻波频率,使 f_c 大于 f_k ,从而消除振动。其做法是先计算 f_k (其中 St 数与管子直径、管子的排列型式、管间的横向和纵向节距有关, $St=0.2\sim0.7$)。加装隔板后应使单个气室的声学驻波频率 $f_c > f_k$,并留有适当的裕度。此处的 $f_c = \frac{C}{2L_1}$, C 为气流平均温度下的声速, m/s ; L_1 为加装隔板后单个气室的宽度, m 。当 f_k 较低时一般不考虑防振措施。

通常在管式空气预热器设计中已考虑防振。若在投入运行时发生强烈振动,可按最大工况下实际振动频率进行核算后加装消振隔板。

控制电缆

控制电缆 (control cable) 连接电气设备二次回路的电缆,包括保护、自动装置及测量表的交流电流和电压回路的电缆,控制、信号、保护和自动装置的直流回路电缆,发电厂和变电所的计算机输入和输出回路的电缆等。控制电缆是二次回路的电气通道。

对控制电缆的要求 主要是:①电缆的选型及芯线截面的选择要正确;②电缆敷设可靠、合理,火力发电厂中控制电缆和电力电缆通常是—起用计算机进行敷设设计,要考虑防火、防热和免受机械损伤,同时有较强的抗干扰能力;③控制回路尽量选用多芯电缆,力求减少电缆根数;④控制电缆路径要短,以节约电缆的费用。

控制电缆的绝缘水平,用于强电控制回路时为 500 V 及以上;用于弱电控制回路为 220 V 及以上。控制电缆通常选用铜芯电缆。根据机械强度的条件,强电控制电缆截面不小于 1.5 mm^2 ,通常为 $1.5\sim6 \text{ mm}^2$;弱电控制电缆截面不小于 0.5 mm^2 ,通常为 $0.5\sim1.0 \text{ mm}^2$ 。较长的控制电缆多留有适当的备用芯数。控制电缆芯线的长期允许工作温度不超过 65°C ,敷设电缆的温度不低于 -10°C 。

型号及使用环境 控制电缆可按用途、绝缘及缆芯材料分类,并可从型号标记中区分出来。例如中国的控制电缆型号的字母通常以“K”表示,弱电信号电缆用“P”表示。

电缆的额定电压,应等于或大于所在回路的额定电压,电缆的最高工作电压不得超过其额定电压的 15%。根据电缆的使用条件和环境,通常选用不同绝缘护套及外护套的控制电缆,敷设在室内架空支架、电缆隧道或沟道中、管道内及地下。

强电回路控制电缆通常选用聚氯乙烯或聚乙烯绝缘、聚氯乙烯护套铜芯电缆,有时也选用橡胶绝缘、聚氯乙烯或氯丁烯护套铜芯电缆。在寒冷地区,通常选用聚乙烯绝缘耐寒塑料护套控制电缆。当用于需要承受较大机械外力作用的条件下,通常选用将上述电缆外加钢带铠装的控制电缆,对有可能着火的场所,敷设电缆又未采用封闭槽道时,通常选用阻燃电缆。对环境温度高于 65°C 的场所时,则选用耐热型电缆。当发电厂或变电所采用集成电路型或微机保护时,控制电缆需采用屏蔽电缆。

弱电回路控制电缆在无机机械外力作用的室内或隧道内时,通常选用聚氯乙烯绝缘及护套的信号电缆;在不承受大拉力的地下通常选用聚氯乙烯绝缘及护套钢带铠装信号电缆;在不承受大拉力的室内或隧道内则选用裸钢带铠装信号电缆。对屏蔽的要求较高时,通常选用聚乙烯绝缘铜带绕包屏蔽塑料电缆、铅包电缆或多芯屏蔽电子计算机电缆。

计算机信号电缆、低电平输入的热电偶电缆通常选用带屏蔽补偿电缆及对绞屏蔽计算机用电缆;低电平输入热电阻 ($0\sim\pm 1 \text{ V}$) 和高电平输入 ($>+1 \text{ V}$, $0\sim 50 \text{ mA}$) 的电缆选用对绞屏蔽计算机用电缆,电缆屏蔽层的型式可为铜带屏蔽或铝箔屏蔽。开关量输入/输出电缆 ($<60 \text{ V}$ 或 $<0.2 \text{ A}$) 可选用一般控制电缆。

控制电缆选择 测量表计交流电流回路电缆的截面积不宜小于 2.5 mm^2 ,允许电流为 20 A。控制电缆芯截面通常是按照电流互感器的负荷(欧姆值)不超过仪表所要求的准确级下允许的负荷数值进行选择。

保护装置交流电流回路电缆,是根据电流互感器的误差曲线进行选择。根据装设保护装置的一次设备所在实际系统的最大短路电流计算电流倍数,由电流互感器的 10% 误差曲线中查出其允许阻抗值,再按电缆的敷设长度来选择缆芯导线截面。

电压回路的控制电缆,按允许电压降来选择缆芯截面。电压互感器二次回路的电压降,对用户计费的 0.5 级电能表不宜大于 0.25%,对电力系统内部的 0.5 级电能表不应大于 0.5%,对监视用测量表计的电压降为 1%~3%,对保护和自动装置的电压降不宜超过 3%。用于距离保护的电压互感器,需满足在保护装置的二次电压回路末端二相短路时,电压互感器二次侧的自动空气开关或熔断器的动作或熔断时间的要求。

控制、保护和信号直流回路的控制电缆,一般按在正常最大负荷下至各设备端子上的电压降不超过 10% 的条件来选择电缆芯的截面。

控制电缆的敷设设计 发电厂或变电所的控制电缆和动力电缆都需统一考虑,敷设方式要因地制宜,根

据电气设备位置、出线方式、工艺设备布置等现场情况决定。控制电缆的敷设设计尚应考虑以下因素:

(1) 控制电缆通常选用多芯电缆,并留有适当的备用芯数。备用芯应结合电缆长度、芯线的截面及电缆敷设等因素综合考虑。强电控制电缆的芯数不宜超过 37 芯,弱电控制电缆的芯数不宜超过 50 芯。

(2) 在同一根多芯电缆内不应有两个不同设备或线路的电缆芯;在一个设备或线路内截面相同的交、直流回路必要时可共用一根多芯电缆。双重化保护的电流回路、电压回路、直流电源回路、双套跳闸线圈的控制回路等,两套系统不能合用一根多芯电缆。

(3) 为减少强电控制回路对弱电控制回路的干扰,不将强电与弱电回路的芯线共置于一根电缆内。弱电用屏蔽式电缆,其外皮一端接地。同一回路到户外去的缆芯,应安排在同一根电缆内,避免同一回路通过两根电缆构成环路。弱电控制电缆在高压配电装置内敷设,应尽可能离开高压母线及高频暂态电流的入地点,同时其走线尽可能成辐射状或树枝状,避免出现环路。

(4) 计算机的输入信号电缆在带盖的电缆槽中敷设。信号大于 60 V 或 0.2 A 的仪表信号电缆及没有噪声吸收措施的开关量输入或输出的信号电缆(如无消弧措施的继电器回路电缆),不得通入电缆槽道。槽道与盖板应保证良好接地。单根计算机信号电缆应穿在钢管中敷设。

(5) 控制电缆不宜和动力电缆在一个电缆管内敷设。在沟道中或架空托架上敷设时,通常将控制电缆敷设在动力电缆以下的电缆支架或托架上。计算机信号电缆槽通常在最下层。计算机信号电缆与一般控制电缆,允许在带有中间隔板的同一槽道中敷设。

(6) 为满足控制电缆引入柜盘的要求,电缆弯曲半径不小于 10 倍电缆外径。

kongzhi hui lu

控制回路 (control circuit) 根据需要改变运行方式或在事故情况下,对电气和机械设备进行切换操作的电气二次回路。

按设备的控制地点,分集中控制和就地控制两种;按操作方式,分按操作对象一对一控制和键盘操作选线控制两种;按控制回路接线中断路器跳、合闸回路的监视方式,分灯光监视和音响监视两种;按接线起动方式,分为控制开关具有固定位置的不对应起动和控制开关触点自动复位两种;按控制电压,分为强电控制和弱电控制两种。

控制回路的电源,有交流和直流两种。强电控制回路,直流一般采用 110 V 或 220 V;弱电控制回路,一般采用 48 V,个别特殊情况下,设备内部有时采用 24

V 及以下电压。交流一般采用 220 V。

根据设备的重要性和操动机构的型式选择控制方式,中国的大电厂通常将 10 kV 及以上电压的线路、10 kV 及以上的母线设备和发电机、变压器、厂用电源及重要的电动机采用集中控制。35 kV 及以下至用户的线路和不重要的电动机多为就地控制。集中控制多采用直流强电一对一控制,双灯制灯光监视,控制开关具有固定位置的不对应起动接线。

火电厂采用分散控制系统(DCS)控制时,键盘操作、CRT 显示、断路器操动机构的接线和信号、测量等的接线仍要满足强电回路的一般要求。

断路器的控制回路 各种断路器的控制回路接线,均应满足以下基本要求:①具有电源监视和对跳、合闸回路的完整性监视;②断路器的各种工况位置均能明显标示;③跳、合闸脉冲应为短脉冲,操作完成后,脉冲应能自动切除;④具有防止断路器“跳跃”的闭锁装置;⑤接线简单可靠,控制电缆芯最少。

断路器的控制回路随操动机构的接线要求而异。对液压和气动操动机构的断路器,其控制回路应设有压力降低至规定值时相应的闭锁重合闸、跳闸和合闸回路。对弹簧操动机构的断路器应带有弹簧闭锁措施。

中国的发电厂多数采用强电一对一控制方式,操作可靠、接线较简单。有的电厂采用工作电压为 220 V (110 V) 而尺寸缩小的强电控制小开关,控制屏体积较小,控制接线相同。

弱电控制具有设备小型化的优点,控制屏及控制室的面积均较小,屏的监视面集中,便于操作监视;但因有些断路器操动机构无弱电系列,若采用弱电控制时,需要增加强、弱电转换继电器,使接线复杂;或因操作距离过远,使控制电缆截面增大,技术经济不够合理,故火电厂使用较少。在馈线较多的情况下,为减少控制屏数量及控制电缆长度,则可采用选线控制技术。

隔离开关的控制回路 隔离开关的切换操作采用远方或就地控制。检修时用的隔离开关、接地开关和母线接地器多采用就地操作。操动机构为手动或电动机驱动。电动机可以用交流或直流电源,其控制接线的原则与断路器的要求相同。为防止电气误操作,隔离开关、接地开关和母线接地器等都必须具有操作闭锁措施。

kongzhishi zhao ming

控制室照明 (illumination of control room)

保证控制室的值班人员在正常工作和事故处理情况下,具有良好的视觉条件所必须设置的照明设施。

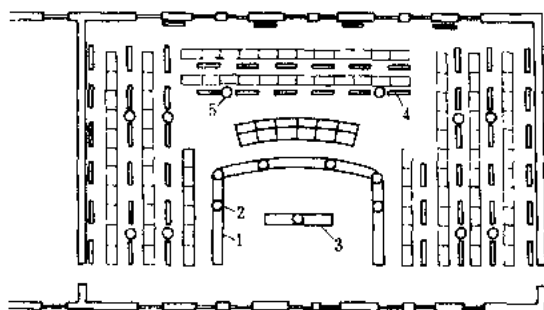
控制室照明需具有很高的可靠性,适当的照度水平,良好的亮度和色彩分布。在值班人员经常监视的范

围内不得出现直射眩光和反射眩光。在测量仪表屏和控制台上要有规定的照度值。色彩需简练平淡,避免分散值班人员的注意力。

控制室照明有正常照明、事故照明和蓄电池直接供电的值班照明。值班照明一般装设若干盏白炽灯。

控制室的常用照明光源一般采用荧光灯,事故照明采用白炽灯。有柴油发电机交流事故保安电源时,事故照明可采用荧光灯或白炽灯。

控制室的照明方式有:①低亮度漫射照明。即用毛玻璃或栅格发光天棚,利用大面积低亮度漫射的发光面,使室内获得足够的光通量。由于室内无高亮度的发光体,因而大大减少直射眩光和反射眩光,在照明质量方面可以获得良好的效果。②方向性照明。是利用倾斜安装或带方向性配光的照明器,沿控制屏、台布置照明,一般简称发光带(见图)。③全反射照明或全反射与发光面相结合的方式。在采用微机监控时,由于显示屏的亮度较低(一般为 $170\sim 350\text{ cd/m}^2$),难以避免反射眩光和直射眩光,所以有的控制室采用全反射照明方式。



电厂中央控制室照明平面布置图

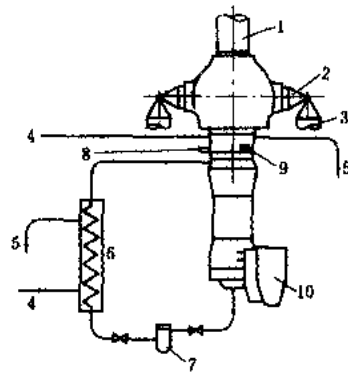
1—倾斜光带(荧光灯); 2—事故照明灯; 3—嵌入式荧光灯照明器; 4—筒式荧光灯照明器; 5—事故照明吊灯

kongzhi xunhuanbeng

控制循环泵 (circulating pump) 设在锅炉蒸发系统中承受高温高压而使工质作强制流动的一种大流量、低扬程单级离心泵。分控制泄漏泵及无泄漏泵两大类。控制泄漏泵由普通电机驱动,采用特殊轴封(如特殊填料或注水式机械轴封)。无泄漏泵的驱动电机与叶轮处于同一壳体内,处于高温高压水中的电机绝缘材料的保护及电机转子轴承的设计是关键技术。此类泵分浸水(湿式)泵和屏蔽(干式)泵两种。浸水泵电机采用耐湿防水绝缘(如光渗聚乙稀绝缘尼龙)电缆;屏蔽泵由普通交流鼠笼电机驱动,静子被一不锈钢套所保护。(参见彩图插页第19页36图)

泵系统由吸入管、排放管、进出口阀门、过滤器及

冷却水系统组成(见图)。高压冷却水进入电机腔内带走电机和轴承所产生的热量,正常运行时水温为 $30\sim 50^\circ\text{C}$ 。低压冷却水用作高压冷却器及泵隔离器(防止泵体热量向电机方向传递)的冷却介质。过滤器是为了滤除杂质(沉淀物,腐蚀产物及金属微粒)以保护轴承。



控制循环泵及其冷却系统

1—吸入管; 2—排放阀; 3—排放管; 4—低压冷却水入口; 5—低压冷却水出口; 6—高压冷却器; 7—过滤器; 8—热电偶; 9—温度计; 10—接线盒

kongzhi xunhuan guolu

控制循环锅炉 (controlled circulation boiler)

在循环回路的下降管与上升管之间设置循环泵用以辅助水循环并作强制流动的锅炉,又称辅助循环锅炉。它包括三种类型:①从自然循环锅炉基础上发展起来的控制循环锅筒锅炉(循环倍率为 $2.4\sim 3.5$)。②从带汽水分离器的直流锅炉基础上发展起来的低循环倍率锅炉(循环倍率为 $1.2\sim 2$)。这两种类型的水循环原理相同,即依靠下降管与上升管内工质密度差以及串接在回路中的循环泵压头所提供的总推动力而建立工质循环。③高负荷下按纯直流工况运行,低负荷下投入循环泵按低循环倍率运行的复合循环锅炉。

控制循环锅筒锅炉 带有锅筒并常用于亚临界压力。由于工质作强制流动,锅水循环更有保障。它与自然循环锅炉相比,可以采用直径较小的锅筒和上升管、下降管,循环回路的布置较为自由,锅炉起动速度较快,负荷调节范围增大,更适用于变压运行。又由于循环倍率较小,含汽率较高,为了减小热偏差以保证受热管的可靠冷却,在上升管的入口处须加装节流圈,以便有效控制流量。

较之自然循环锅炉,控制循环锅筒锅炉增添了循环泵,约消耗自身功率的 0.3% ;循环泵属转动机械,也就增加了事故率和运行费用;运行中锅炉适应非设计工况的自补偿能力不及自然循环锅炉。此外,锅炉容量的发展,也同样受到锅筒制造与运输条件的限制。

已运行的最大容量的控制循环锅筒锅炉为 2950 t/h, 最高工作压力为 18.3 MPa。

低循环倍率锅炉 同辅助循环锅筒锅炉一样, 它也有固定的蒸发段终点, 水冷壁出口均为汽水混合物, 但由直径较小 ($\Phi 800 \sim 1000$ mm) 的汽水分离器替代了大直径的锅筒; 另外低倍率下的循环泵能耗较低, 但分离器水位调节较之锅筒水位调节复杂得多。由于立式分离器比较高 (≥ 30 m), 为了防止汽蚀, 混合器至

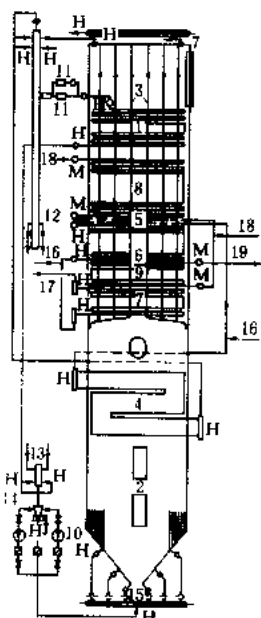


图1 亚临界压力
低循环倍率锅炉

1—省煤器; 2—蒸发器; 3—吊杆管束; 4—壁式过热器; 5、6—对流过热器; 7—水级过热器; 8—一级再热器; 9—二级再热器; 10—循环泵; 11—给水泵; 12—汽水分离器; 13—混合器; 14—过滤器; 15—节流阀; 16—过热器喷水; 17—过热蒸汽出口; 18—再热器喷水; 19—再热蒸汽出口; H—过热蒸汽; M—再热蒸汽

循环泵入口之间也必须保持足够的高度 (≥ 20 m), 所以低循环倍率锅炉通常采用塔式布置, 锅炉成本较之常见的Ⅱ型锅炉约增大 10%~15%。此类锅炉常用于亚临界压力 300~600 MW 机组, 见图 1。

复合循环锅炉

是在直流锅炉和控制循环锅筒锅炉基础上发展起来的, 适用于亚临界和超临界压力。其特点是在省煤器与炉膛水冷壁间增设循环泵, 在水冷壁出口与循环泵入口间设有再循环管。低负荷时循环泵投入, 保证在低循环倍率下, 工质具有足够高的质量流速; 高负荷时水冷壁阻力损失增大, 超过循环泵的压头时, 循环泵不再起作用, 改为 100% 直流方式运行。

与直流锅炉比较, 复合循环锅炉的主要特点为: ①蒸发受热面的

质量流速可按循环泵解列时的负荷选用, 这样全负荷下的流动阻力显著减少。②由于有循环泵, 锅炉的启动流量与最低负荷可降至 10% 额定值左右。这样, 启动旁路系统也可简化。③水冷壁结构简单, 通常采用一次上升管屏型式, 不需放置中间混合联箱, 可采用 $\geq \Phi 32$ mm 的管子并且不必采用内螺纹管。④循环回路中增添了循环泵, 增加能耗及事故率, 调节和控制也较复杂。

亚临界压力复合循环锅炉按再循环负荷大小分为全负荷复合循环(即为低循环倍率)锅炉和部分负荷复合循环锅炉。其主要区别在于控制阀的装设位置与功能不同。对于前者, 控制阀只起节流作用, 在整个负荷范围内循环泵均投入运行, 因而循环倍率大于 1; 而后者则在锅炉达到某一负荷(一般为 65%~80% 额定值), 即关闭控制阀, 锅炉按纯直流方式运行。以全负

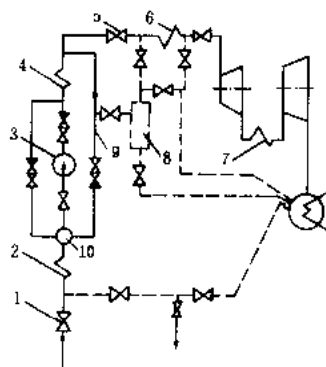


图2 超临界压力复合循环锅炉
1—给水调节阀; 2—省煤器; 3—循环泵; 4—水冷壁(蒸发受热面); 5—截止阀; 6—过热器; 7—再热器; 8—启动分离器; 9—再循环管; 10—混合器; ---启动用管路

荷复合循环(即前述低循环倍率)锅炉较为常见。

超临界压力复合循环锅炉按循环泵与给水泵的连接位置分为串联式和并联式两种, 以串联式为常见, 见图 2。按再循环负荷大小分, 它们均属部分负荷复合循环锅炉。美国和前苏联的超临界压力复合循环锅炉均属部分负荷复合循环锅炉。它们不需再设

置立式汽水分离器。

控制循环锅炉启动

(controlled circulation boiler start-up) 控制循环锅炉从点火到带满负荷的整个过程。与自然循环锅炉相比较, 这种锅炉启动的不同之处, 主要是点火前就启动控制循环泵, 先循环, 后点火。它的启动通流量较小, 约为额定蒸发量的 5%~10%。主要起汽水分离作用的锅筒体积小, 且内壁结构全部与同一温度的介质接触, 温差小, 启动速度可加快。例如配亚临界压力 350 MW 机组的锅炉, 单独启动时从点火到升压至额定值的时间, 仅需 3h 左右。

控制循环锅炉的启动程序, 除控制循环泵部分的操作外, 其他与自然循环锅炉大体相同。

(1) 控制循环泵清洗: 首先要对循环泵的专用冷却系统进行充水和清洗。先对用于冷却一次冷却水的二次冷却水系统进行清洗(这个系统的冷却水取自机组共用的轴承冷却水); 再对用于冷却电动机和润滑油轴承的一次冷却水系统进行清洗(这个系统的冷却水取自凝结水泵出口的低压水源和给水管的高压水源)。清洗顺序依次是供水管道、过滤器、电动机的腔室及泵

体,供水管道冲洗合格后,才能冲洗电动机内部。所用的清洗水必须是合格的凝结水,温度在 $20\sim 49\text{ }^{\circ}\text{C}$ 范围内。

(2) 锅炉上水:确认循环泵已清洗合格并充水后,将锅炉上水到正常水位,瞬间转动循环泵,进行 $1\sim 3$ 次动态清洗。为使电动机内空穴中的空气能随水逸出,应保持连续向控制循环泵入冲洗水。

(3) 起动控制循环泵:保持锅炉内水位在可见水位的最上端,依次起动循环泵(一般要开两台),如起动循环泵后锅炉中水位骤然降低至 -200 mm 时,则应停止循环泵的运行,并查明原因。

kongzhi zhongxin buzhi

控制中心布置 (control center layout) 火力发电厂生产运行指挥中心内监视、控制和保护等装置的布置。

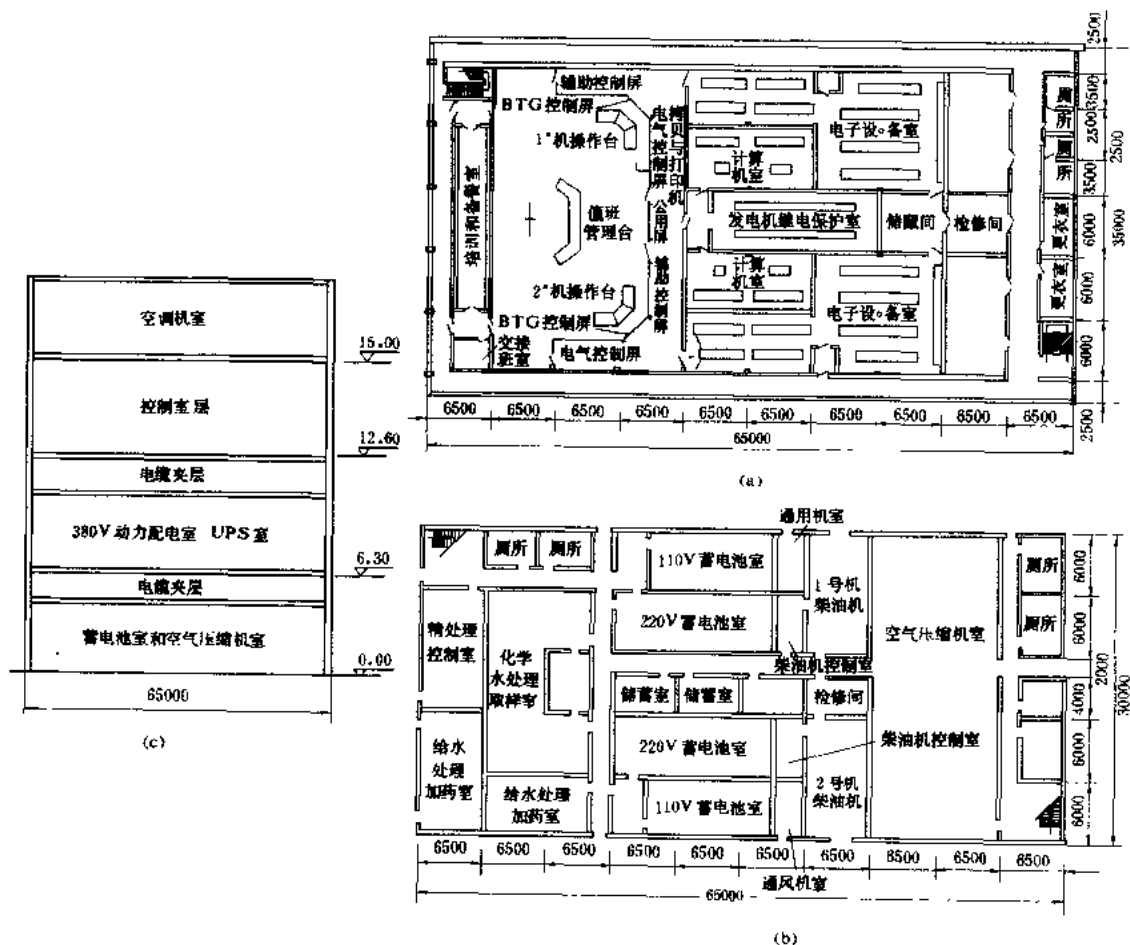
控制中心按照不同类型机组的运行特性、监控范围和功能要求,通常有主控制室、单元控制室和(或)

网络控制室几种。小型发电厂和热电厂,汽轮机和锅炉在主厂房内分别设控制点或设炉、机控制室,发电机电压配电装置在升压后接入电网,全厂电气运行统一管理,此时,全厂设电气主控制室。单机容量为 125 MW 及以上的火电厂多采用锅炉、汽轮机、发电机集中控制的单元控制室。升压站及输电线路的控制,则设在第一单元控制室,或设独立的网络控制室。

主控制室一般布置在独立的主控制楼的最高层,主控制室下层为穿行电缆的夹层,再下层可为一层或二层,分别布置蓄电池、通信、空调设备和其他辅助设施。

主控制楼多布置在电厂的中心地带,要求距升压站较近,对设备运行监控方便,交通顺捷。可为独立建筑,也可紧贴主厂房,布置在汽机房中部或固定端外侧。

主控制室内集中布置全厂主要电气设备的监控装置,对发电机、厂用电、升压站及输电线路等进行集中运行管理。一般,继电保护、自动装置、运动、计算机



单元控制楼平断面图

(a) 控制层布置; (b) 底层布置图; (c) 主面示意图



等，也布置在主控制室内。

单元控制室 布置在被控机组的适中位置或单独建设的单元控制楼内。单元控制室与汽机锅炉运转层相同标高。单元控制楼的位置要求结合主厂房的格局进行布置，一般两台机组合用一个控制楼，多建在两台锅炉之间或两炉的除氧煤仓框架下，也可建在汽机房两机之间的外侧柱外面，单台机组的单元控制室一般布置在每台机组固定端侧的除氧煤仓框架或该台锅炉固定端侧。

对电气主接线比较简单、远景规划明确的火力发电厂，其网络监控设备可设在第一个单元控制室内，而不设置单独的网络控制楼，对距主厂房较远的升压站，可根据需要在升压站附近另设继电器室。

单元控制楼下层为穿行电缆的夹层，底下一层或

二层布置厂用配电装置、蓄电池室、空压机室和辅助设施等。单元控制楼各层布置见图示。

网络控制室 对电气主接线复杂、配电装置距主厂房较远的升压站，要求在升压站附近建设监控升压站及输电线路电气设备的网络控制楼，网络控制室布置在最高层，各楼层的布置和建筑结构的要求与主控制楼同。

各类控制楼的建筑结构设计要求具备抗地震、防火、防噪声等性能，且应采光充足、通风良好、环境条件适于运行人员长时间的工作。

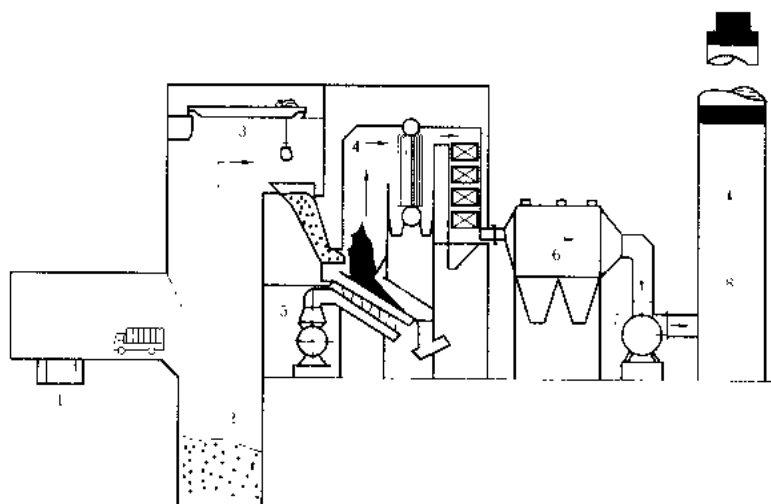
火力发电厂的输煤、除灰、化学水处理等系统，可以根据设备运行监控的需要，设置单独的车间控制室，或若干个合并的集中控制室。在自动化程度高的电厂中，也可以合并到单元控制室中。

L

垃圾锅炉

垃圾锅炉 (urban refuse incineration boiler; garbage fired boiler)

焚烧城市生活垃圾而利用余热的锅炉。1892年德国汉堡建成世界上第一座垃圾焚烧厂。随着工业发达国家的人口城市化的进程垃圾焚烧炉得到迅速发展。经济的发展使垃圾的热值不断提高,可达 $6.28 \sim 10.46 \text{ MJ/kg}$;垃圾焚烧过程中的余热的利用受到重视,它既可降低焚烧设备的温度延长其使用寿命,又可产生经济效益降低运行成本。这部分余热利用的形式包括供热(蒸汽或热水)、供电或热电联供,后者是当今垃圾锅炉的发展方向。现有世界各国的垃圾锅炉均为低、中压的小型自然循环锅炉。深圳市已于1988年建成了中国第一座垃圾焚烧发电厂(见图)。采用日本三菱公司制造的双汽包自然循环垃圾锅



垃圾焚烧发电厂燃料 烟气工质侧工作过程示意

1 称重设备; 2 垃圾储存箱; 3 吊车; 4—燃烧垃圾锅炉; 5—送风机;
6 除尘器; 7—引风机; 8—烟囱

炉,该炉当燃烧热值为 6.28 MJ/kg 的垃圾时,额定蒸发量为 13.1 t/h ,蒸汽参数为 1.8 MPa 、 203°C ,电功率为 500 kW ,处理垃圾能力为 6.25 t/h 。

垃圾性状 与垃圾焚烧过程中余热利用密切相关

的特性是热值。当垃圾热值超过 $2.51 \text{ MJ/kg} \sim 2.93 \text{ MJ/kg}$ 时,垃圾锅炉产生的蒸汽量除了能满足自身设备的需要外,开始有剩余的蒸汽可以利用;当垃圾热值大于 5.02 MJ/kg 时,垃圾锅炉发电除了能满足自身设备需要外,尚有剩余电力可以利用。因此,有资料提出比较典型的垃圾性状如下表:

典型垃圾性状表

项 目	低质垃圾	标准垃圾	高质垃圾
水分 (%)	55.6	43.3	22.8
灰分 (%)	10.2	10.7	11.6
可燃分 (%)	34.2	46.0	65.6
低位热值 (MJ/kg)	5.02	7.54	11.72
密度	0.23	0.21	0.19

焚烧方式 现有垃圾焚烧方式主要有层状焚烧、沸腾焚烧和旋转焚烧(水冷旋转窑式)三种,应用最广的是层状焚烧。

炉排 垃圾锅炉炉排由炉排片组成,通过炉排片的移动使垃圾在炉床上缓慢移动,并得到不断地翻转、搅拌、松散,甚至开裂与破碎,以保证垃圾得到逐渐的干燥、着火燃烧,直至完全燃尽。垃圾锅炉炉排除个别以外,均有一定的倾斜角,这样可以节约炉排移动的动力消耗,但垃圾有时会发生滑坡现象,造成垃圾燃烧不彻底。炉排的燃烧速率是炉排设计的重要参数,也是评价各种炉排的重要指标,对于确定的垃圾焚烧量,燃烧速率越高,所需的炉排面积越小。

炉膛 垃圾锅炉的炉膛是指炉床上方到烟道这部分空间。其主要作用是:使燃烧气体有一定的停留时间,完成各种成分的高温分解;有效利用烟气的热辐射加热干燥垃圾;组织合理的烟气流动工况,使各种气体成分良好混合并适当冷却烟气。各种炉型的炉膛形式有明显的差别,主要有对流式、平流式、交流式和二回流式等四种。各种炉膛的容积可根据焚烧垃圾量和炉膛热负荷计算而得,一般设计规范设定的炉膛容积热负荷为 $93.04 \text{ kW/m}^3 \sim$

255.86 kW/m^3 。

受热面的腐蚀 垃圾焚烧产生的尾气中含有较高浓度的 HCl 、 SO_2 和 NO_x 等,对金属受热面有很强的腐蚀性。金属壁温在 $200 \sim 300^\circ\text{C}$ 时,腐蚀速度极低;达

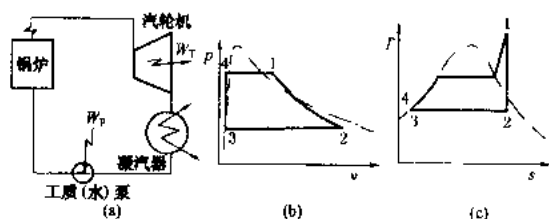
300℃以上时,腐蚀速度加快;超过500℃时,腐蚀速度急剧升高。日本由于垃圾含水量大, HCl、SO₂浓度高,热值较低(8.37 MJ/kg),较多采用工质温度200~300℃,以期提高锅炉使用寿命。欧洲的垃圾热值高(11.72 MJ/kg)、含水量低、HCl、SO₂浓度低,结合一定的锅炉部件更换措施,大多采用锅炉工质温度400℃以上,以求提高热利用率。

污染控制 垃圾焚烧产生的尾气中,一般含有水蒸气15%~35%(容积比),干燥尾气中CO₂占10%,O₂占8%~12%,其它有害成分含量为:粉尘——2~5 g/m³; HCl——(250~800) × 10³ mg/m³; NO_x——(80~200) × 10³ mg/m³; SO_x——600 × 10³ mg/m³。

发达国家十分重视尾气中这些有害成分的去除,并颁布了垃圾焚烧厂大气污染物排放标准。各焚烧厂为达到排放标准,通常采取两方面的措施:①严格控制燃烧工况,主要是控制好空气量、燃烧温度和炉内停留时间;②安装各种尾气净化设备。

Rankine xunhuan

兰金循环 (Rankine cycle) 蒸汽动力装置的一种基本热力循环,由蒸汽在汽轮机(或蒸汽机)中的绝热膨胀、凝汽器中的等压凝结放热、水在水泵中的绝热压缩以及锅炉中的等压加热、汽化和蒸汽过热等过程所组成,系苏格兰人 W. J. M. 兰金(William John Macquorn Rankine, 又译朗肯)于1854年提出的。这里绘出了最简单的实现兰金循环的蒸汽动力装置系统及兰金循环在 $p-v$ 图和 $T-s$ 图上的图示。



兰金循环

(a) 装置系统图; (b) $p-v$ 图; (c) $T-s$ 图

兰金循环的输出净功等于汽轮机做的功扣除水泵功。对照装置系统图,设各特征点的压力、温度、比体积和焓分别为 p_j 、 t_j 、 v_j 、 h_j , 角码 j 表示特征点的序号1、2、3或4。根据热力学第一定律,对于单位质量的工质,汽轮机的功为 $h_1 - h_2$, 水泵功为 $h_4 - h_3 \approx p_4 v_4 - p_3 v_3 \approx v(p_4 - p_3)$, 锅炉的吸热量为 $h_1 - h_4$, 所以,兰金循环的热效率为

$$\eta_R = \frac{(h_1 - h_2) - v(p_4 - p_3)}{h_1 - h_4}$$

式中 v 为液态工质的比体积。在蒸汽的参数不高时,泵

功很小,可以略去,即 $\eta_R = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_4}$ 。计算所需焓值可以

根据各特征点的压力、温度从蒸汽表或焓熵图中查得。

要提高兰金循环的热效率,应设法提高工质吸热过程的平均温度。由于工质在锅炉中发生由液态到汽态的相变过程,温度和压力是有依变关系的,所以为提高吸热过程平均温度就必须提高压力。另外,提高锅炉出口过热蒸汽的温度,也能提高吸热过程平均温度,所以,同时提高初参数(锅炉出口过热蒸汽温度和压力)是提高兰金循环热效率的主要措施。正确地采用蒸汽再过热(见再热循环)也能提高工质的平均吸热温度,对提高兰金循环的热效率也能起到积极作用。

降低工质在凝结时的温度是提高兰金循环热效率的另一有效措施。当今的大型蒸汽动力装置几乎无例外地采用凝汽器,有的还采用多压式凝汽器,这对保证蒸汽动力装置具有高的热效率是非常必要的。

采用回热循环可使锅炉入口工质的温度提高,从而提高了工质吸热过程平均温度,是提高兰金循环效率的一个极有效的措施。

laodong anquan yu gongye weisheng

劳动安全与工业卫生 (labour safety & industrial hygiene)

为保证安全生产、消除有毒有害物质、改善劳动条件、保护劳动者在生产中的安全和健康,在设计中采取的对策和防护措施。

设计要贯彻“安全第一、预防为主”的方针。并严格执行《劳动法》中劳动安全卫生设施必须符合国家规定的标准,必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用的规定。

在火力发电厂各设计阶段,对“劳动安全和工业卫生”相应应有不同内容深度要求的设计工作。

在可行性研究阶段,要提出有关的论证意见。根据建厂地区的气象、地质、雷雨、洪水、地震等自然条件预测的主要危险因素和四邻对本厂劳动安全和工业卫生的影响,提出防范措施;应避免与具有火灾、爆炸危险的其他工厂、仓库等为邻,在无法避免时,要根据有关规范要求两者之间留有足够的防火、防爆安全距离;并且电厂宜在大气污染、尘、毒等危害较严重厂矿企业的全年最小频率风向的下风侧,位于邻近城镇或生活区的全年最小频率风向的上风侧。

厂区总平面布置应考虑防火、防爆和防尘、防毒、防噪声及防振动、防辐射等因素。

初步设计阶段,应提出劳动安全和工业卫生专篇。除对可行性研究报告中原有的内容加以深化外,还应简述本工程的生产工艺流程和特点,生产中可能产生的职业危害及造成的因素,设计中已采取的防治措施;

与同规模已建投运的类似项目进行对比说明,或简述本工程扩建前的劳动安全及工业卫生概况。具体有:

防火、防爆 建(构)筑物防火设计原则及措施;全厂消防及报警措施;油系统和煤系统防火措施;电气设施的防火、防爆设计原则及措施;压力容器与易爆装置的安全技术措施等。

防尘、防毒、防化学伤害 防尘设计原则及措施;防毒、防化学伤害措施;蓄电池室内防化学伤害措施;汽轮机隔板喷砂、抗燃油、SF₆开关检修等其他可能产生有毒或有害烟尘工作场所的防护措施等。

防电伤 全厂防雷接地的设计原则及安全防护措施;防止电气误操作的技术措施;蓄电设备的安全净距、蓄电设备与操作人员之间的隔离防护措施以及高压层对人身安全影响的防范措施;必要的安全标志等。

防机械伤害及防坠落伤害 回转机械及可能伤害人体的机械设备装设防护罩及其他防护措施;检修起吊时防起重伤害的安全措施;楼梯、平台、坑池、孔洞和层面等周围的防滑、防坠落的栏杆和护围措施等。

防噪声、防振动 对电厂环境声源的分析及有关车间噪声防治措施和噪声设计限定值;主要产生噪声源的设备和管道的噪声防治措施;噪声超标场所的隔音防护措施等。

防暑、防寒、防潮 主要建筑物的通风降温设计概况和防寒设计原则;热力设备、管道的保温隔热方式及措施;地下建筑物的防潮措施等。

其他安全措施;劳动安全工业卫生机构的设置与相应的面积、装备和人员的配备。

施工图设计阶段 则根据初步设计审定的原则,逐一完成具体设计。

le chatelier yuanli

勒夏特列原理 (Le Chatelier principle)

用于定性判断化学平衡移动方向的理论,也称平衡移动定律。化学平衡是在一定条件(温度、压力)下建立的。把化学平衡状态的某一因素加以改变,将使平衡的状态点发生移动。勒夏特列原理确认:平衡移动的方向应是力图抵消这一改变所造成的效果。

根据这一原理可以推知,对于一个吸热的化学反应,提高温度将有助于使反应进行更完全,因为反应的进行有助于抵消温度升高的影响;反之,如为放热反应,提高温度反而会使反应进行得更不完全。燃烧是典型的放热反应,所以温度过高,生成物的离解度提高,将使燃烧反应趋于更不完全。压力对于反应的影响也可以根据此原理推断。比如对于理想气体化学反应,如果反应的结果使物质的总摩尔数减少,那么增加压力将使反应趋于完全,以抵消压力增加的影响。

勒夏特列原理虽是定性的论述,但是实用性很强,而且也容易理解。至于平衡移动的定量计算,则需要借助于化学平衡的理论。

le chatelier

肋的导热 (heat conduction through a fin)

研究肋片在传热强化中的综合效果。采用肋片是扩展换热面降低热阻以强化传热的一种方式,因此肋的导热实际上是综合地研究肋片本身的导热与肋片向周围流体对流换热,以期得到肋片增强传热的最佳效果。在许多换热设备或动力设备中,例如内燃机的气缸或水箱,空气加热器或冷却器等,传热表面常做成带肋的形式。

对于一个传热过程,如果固体壁两侧与流体之间的对流换热系数相差比较悬殊,则在对流换热系数较小的那一侧的热阻就比较大,肋片就应安装在那一侧。如果固体壁两侧的对流换热系数都很小,也可在两侧都采用肋片。肋壁有直肋和环肋两类,肋本身又可分为等截面的和变截面的。肋片可以直接铸造、轧制或切削制成,也可以缠绕金属片并经加工而制成。肋片的材料可以和固体壁的材料相同,也可以不相同,但一般都选用 ρ/λ (即密度与导热率的比值) 比较小的材料,例如铝或铝镁的合金。肋片位于低温一侧时,常可不考虑其辐射换热,此时表示肋片的热传导与对流换热综合作用的微分方程式为

$$\frac{d}{dx} \left[\lambda F(x) \frac{d\theta}{dx} \right] - \alpha P(x) \theta = 0$$

式中 λ 和 α 分别为肋片材料的导热率和肋片与周围流体的对流换热系数; $F(x)$ 是肋的截面积,对等截面肋, $F = \text{常数}$; $P(x)$ 是肋片在 x 截面处的周边长; $\theta = T - T_f$, 是肋片温度相对于流体温度的过余温度。给定肋片根部 $x=0$ 处的温度 θ_0 和肋片端部 $x=L$ 处的相应边界条件就可以得到沿肋片的温度分布。对不同形状的肋片,其温度分布可从有关参考资料中查到。

当肋片位于低温侧时,一般从根部起沿肋片温度分布是渐渐下降的,所以肋片表面的平均温度 T_m 低于肋根的温度。肋片表面平均温度的高低直接影响肋片表面的对流换热量。于是用肋片效率 η_f 可以衡量肋片散热的有效程度,它定义为在肋片表面的实际散热量 Q 与假定整个肋片表面都处在肋根温度时的理想散热量 Q_0 的比值,即

$$\eta_f = \frac{Q}{Q_0} = \frac{\alpha P L (T_m - T_f)}{\alpha P L (T_0 - T_f)}$$

对于不同形状的肋,肋片效率可从有关资料中查到。

由理论分析可以得到重量相同而能传递最大散热量的最佳肋片尺寸。最佳厚度和最佳长度分别为

$$\delta_{\text{opt}} = C_0 \frac{1}{\alpha \lambda} \left(\frac{Q_0}{\theta_0} \right)^2$$

$$L_{\text{opt}} = C_1 \frac{1}{\alpha} \left(\frac{Q_0}{\theta_0} \right)$$

式中系数 C_0 和 C_1 ，对于等截面直肋分别为 2.528 和 1.596；对于三角形肋分别为 3.310 和 1.684。可见，同样的 $\frac{Q_0}{\theta_0}$ 和 α ，都使用最佳尺寸，三角形肋的重量为最轻。一般肋的形状都采用近似三角形的梯形。

参考文献

钱江等，简明传热手册，北京：高等教育出版社，1983

lingquechi

冷却池 (cooling pond) 通过水池水面与大气间的热交换，将冷却水携带的汽轮机排汽的热量散发到大气中去的冷却设施。发电厂附近的水库、天然湖泊或河网可用作冷却池。池中存在明显的温差异重流者称为深水型冷却池，反之，池中以平流为主者称为浅水型冷却池。池中是否存在明显的温差异重流主要根据池形、水深、取水口、排水口及导流堤的布置和循环水量等因素确定。

深水型冷却池水深一般大于 3~4 m。热水从池的水表面处排出，形成向四周扩散的浮射流，扩散过程中一方面与下层相向流来的冷水逐渐混合；一方面通过与大气的热交换而逐渐冷却，在一定距离后达到与下层冷水温度基本相近而相互混合。在池内形成表面热水扩散冷却；底层部分冷水以与热水相反方向流向排水口，而部分底层冷水则流向位于较深处的取水口，保证了能稳定地取到必须的低温水。所以在条件许可时，应首先考虑采用深水型冷却池，并在设计中充分考虑利用温差异重流的作用。

浅水型冷却池水深一般小于 3~4 m，但不宜小于 2 m，以求有一定的蓄热能力和避免吸取过大的太阳辐射热量。水池分为主流区与回流区，水流从排水口到取水口为推流型，全池各点的表层和底层水温及流速基本一致，不利于全池表面积的利用，取水与排水口间的距离应尽可能加大，并根据池形设计导流构筑物，以加长水的流程。

参与冷却池水面与大气间的热交换的主要有太阳辐射热、蒸发散热及对流换热。这些热交换值主要与冷却池所在地的纬度、风速、气温、湿度及云量有关。设计时一般将上述因素归纳为采用当地自然水温与综合散热系数两项来研究，其值按实测资料或热量平衡方程式计算确定。

每个工程要对所需的冷却池面积分别进行分析研

究，必要时要进行模型试验来确定。一般每千瓦装机容量所需的冷却池表面积为 5~10 m²，深水型专用冷却池所需面积较小，浅水型或综合利用水库作冷却池时所需面积较大。

冷却池的水量损失包括天然状态下的自然蒸发损失，排入热水时的附加蒸发损失，水池渗漏损失和为保持水质的排污损失等，这些损失必须有可靠的水源补给。

lingquechu

冷却水处理 (cooling water treatment)

为防止冷却水系统管道与设备的结垢、腐蚀和生物污染，保证管道的通畅、冷却设备的传热效率和可靠运行而对冷却水采取的技术措施。火力发电厂冷却水系统有开式和闭式循环冷却，主要热交换器是铜合金、钛合金或不锈钢管材的凝汽器，因此冷却水处理的主要任务是防止凝汽器管的结垢、腐蚀和生物污染。

防垢处理 主要有内部处理法和外部处理法两类。可根据水资源、水质、冷却水系统工况，选择其中一类方法或两类方法并用。内部处理法，是指往循环冷却水中添加药剂，以提高阈限稳定性、发生结晶畸变和起分散作用的方法，主要有加酸处理和添加各类阻垢剂法。加酸处理虽然行之有效，但所能稳定循环冷却水的浓缩倍率不高，为提高浓缩倍率，常与阻垢剂复合应用。外部处理法，是指对循环冷却水的补充水进行软化、除盐以防碳酸钙析出结垢的方法。主要有石灰处理法和离子交换法（多采用弱酸阳离子交换法）等。为满足缺水地区大量节约用水的要求，必须将循环冷却水的浓缩倍率提到相当高的程度。因此，必要时需采用外部处理或外部处理和内部处理联合处理的方法。

防腐蚀处理 对凝汽器管防腐蚀的主要方法是：①根据冷却水质选用凝汽器管材；②做好防垢和防生物污染处理，避免发生沉积物下腐蚀；③添加缓蚀剂，使凝汽器管内表面形成各类保护层或防腐蚀覆盖层；④采用电化学保护，防止因凝汽器水室、管板和管材材质不同而引起的腐蚀。

防生物污染处理 火电厂一般采用加氯处理，以防止生物的污染。

旁流过滤处理 对于循环冷却水系统，当浓缩倍率较高时，应综合考虑环境空气含尘量、补给水悬浮物含量等因素，经技术经济比较合理时，可采用循环冷却水旁流过滤处理。

此外，基于火电厂凝汽器管为直管的特点，从 20 世纪 50 年代开始应用，现已普遍装设了凝汽器胶球清洗装置，虽然这种装置并不能代替防垢处理和防腐蚀处理，但是它和防垢处理和防腐蚀处理的适当结合，可

以获得更好的效果,应列为冷却水处理的有效技术措施之一。

engqueshu fanggou chuli

冷却水防垢处理 (scale prevention in cooling water system)

防止冷却水系统、凝汽器热交换管内表面结垢的水处理技术。在火力发电厂的直流冷却系统中一般不结或较少结硬垢,仅有生物污染。在开式循环冷却系统中,冷却水在冷却塔(池)因蒸发浓缩,其中结垢离子达到过饱和会析出结晶,在凝汽器管水侧等处结成水垢。冷却水系统结垢会影响传热效率,造成凝汽器真空下降,燃料消耗增加,严重时,还会限制汽轮机出力。冷却水系统中最常见的垢是碳酸钙水垢。循环冷却水的浓缩倍率和结垢有直接关系,和循环冷却水处理技术也有密切关系。在水资源日趋紧张的情况下,冷却水利用的趋势是使用较低质量的水源和提高浓缩倍率,达到少排污甚至零排污;在处理技术上已从单纯防垢处理发展到防垢同时防腐、防生物污染的处理方式。

影响水垢形成的因素 水垢的形成与水中结垢物质的含量、水温、水的流速和水的 pH 值等因素有关。

结垢物质浓度 主要是不溶性钙盐,如碳酸钙、磷酸钙的浓度。碳酸钙的溶解度常温时远远低于重碳酸钙。其平衡反应为: $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 \rightleftharpoons \text{CaCO}_3 \downarrow + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$, 如果水中 HCO_3^- 碱度大,促使反应向右移动,这种水就会结垢;如果水中 CO_2 含量高,促使反应向左移动,这种水对碳酸钙有腐蚀性;当 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 CO_2 三者处于平衡时,水质稳定,不结垢,腐蚀性小。在开式循环冷却系统中,冷却水不断蒸发浓缩,而二氧化碳又在冷却塔散失,水质超过极限值,引起结碳酸钙水垢。至于磷酸钙,仅当采用磷化处理不当,水解生成正磷酸盐时才可能形成磷酸钙水垢。

水温 提高温度,会加速垢的形成。特别是碳酸钙,随着温度升高,碳酸钙溶解度降低,且 CO_2 逸出,易形成水垢。循环冷却系统水温一般小于 50°C 。

流速 流速太低,垢易沉积;流速太高,管材易磨损。冷却水流速一般在 $1\sim 2\text{ m/s}$,最低不低于 0.5 m/s ,其高限视凝汽器管材决定。

pH 值 通常 pH 值越高,矿物盐沉积倾向越大,仅硫酸钠、二氧化硅相反。如磷酸钙,钙硬超过 5 mmol/L ,pH 值高于 7,即使磷酸根含量仅为 5 mg/L ,也可能结垢。对碳酸钙,主张控制 pH 值略低于饱和指数。

判别结垢方法 停机检查是判别结垢的最可靠方法,在运行中判别,有饱和指数法、稳定指数法、安定度法和运行数据分析等。

饱和指数法 郎格里尔 (Langlier) 饱和指数 (LSI) 可用来判断直流冷却系统水的结垢或腐蚀倾向。 $\text{LSI} = \text{pH}_{\text{实际}} - \text{pH}_s$, 式中 pH_s 为水中 CaCO_3 饱和时的 pH 值。当 $\text{LSI} > 0$ 时, CaCO_3 过饱和,有结垢倾向; $\text{LSI} = 0$, 水处于平衡状态,不结垢,也不腐蚀; $\text{LSI} < 0$, 则 CaCO_3 不饱和,有溶解碳酸钙的腐蚀倾向。

稳定指数法 雷兹纳尔 (Ryznar) 稳定指数 (RSI) 用于开式循环冷却系统。 $\text{RSI} = 2\text{pH}_s - \text{pH}_{\text{实际}}$, $\text{RSI} < 6.0$, 有结垢倾向; $\text{RSI} = 6\sim 7$, 基本稳定状态; $\text{RSI} > 7$, 有腐蚀性。

安定度法 将水经过粒状碳酸钙过滤层,测定过滤前后水的碱度、钙或 pH 值。如过滤前水质的数值大于过滤后数值,则水不安定,有结垢倾向;反之,则有腐蚀倾向;若二者相等,水处于稳定状态。

运行数据分析 在同一汽轮机负荷下,比较排汽温度与循环冷却水出口水温,如温差逐渐增大,说明凝汽器已结水垢。

极限碳酸盐硬度 冷却水系统浓缩倍率

$$\varphi = \frac{P}{P - P_1} = \frac{\text{循环水含盐量}}{\text{补充水含盐量}} = \frac{\text{循环水 Cl}^-}{\text{补充水 Cl}^-}$$

$$P = P_1 + P_2 + P_3$$

式中, P 为补充水量占循环水量的百分率; P_1 为蒸发损失,%; P_2 为泄漏损失,%; P_3 为排污损失,%。冷却水浓缩到一定程度,盐类达到平衡,此值为最大盐量,浓缩倍率可用盐量计算。对于碳酸盐硬度来说,在达到盐量平衡前,有的水质已开始分解,开始分解时的碳酸盐硬度称为极限碳酸盐硬度。水中 CO_2 、悬浮物和有机物都对极限碳酸盐硬度有影响。一般可控制以 Cl^- 计算的浓缩倍率与以碳酸盐计算的浓缩倍率之差不大于 0.2。

防垢处理方法 防垢处理要求控制循环冷却水中碳酸盐硬度低于极限碳酸盐硬度。不同水质和处理方法,极限碳酸盐硬度也不同,需经过试验确定。防垢处理有排污法、外部处理法和内部处理法等,可根据水资源、水质、冷却水系统工况、环境保护以及安全和经济性来决定。

排污法 水资源充足,补充水经浓缩后碳酸盐硬度低于循环冷却水的极限碳酸盐硬度,其排污水又可充分利用(如水力冲灰)时,优先采用此法。

内部处理法 常用的有加酸和添加阻垢剂处理。内部处理需适当结合排污法。加酸处理法:适用于碳酸盐硬度较大的补充水。加酸中和部分碱度,提高循环冷却水浓缩倍率。一般使用稀硫酸连续均匀加入补充水中,使循环冷却水碳酸盐硬度低于其极限值, pH 为 $7.2\sim 7.8$ 。此法简便,但浓缩倍率不太高,并应注意防止 SO_4^{2-} 过高侵蚀硅酸盐水泥。添加阻垢剂法:添加阻垢剂处理时,防腐、防污和防垢综合考虑,并结合适当

排污。阻垢机理是结晶过程的去活化、晶格畸变和分散作用,即阻止晶体生长和阻碍形成大晶体,从而起分散作用,提高碳酸盐过饱和度。无机磷酸盐处理,适用于补充水碳酸盐硬度小于处理所能稳定的冷却水碳酸盐硬度。早期常用六偏磷酸钠,后改用三聚磷酸钠,而后聚磷酸盐型的应用在减少,在高浓缩倍率下更不宜使用,因其水解产物为正磷酸盐,可引起结垢。因磷酸盐能促进藻类生长,故应同时采用加氯处理。有机膦处理,因其水解率较低,稳定效果高于无机磷酸盐,已取代聚磷酸盐,但成本较高。常用的有膦酸盐和膦酸酯,如氨基三甲叉膦酸(ethylene diamine tetramethylene phosphonate, ATMP)、1-羟基-乙叉 1、1-二膦酸(aminotrimethylene phosphonate, HEDP)、乙二胺四甲叉膦酸(hydroxyethylidene diphosphonate, EDTMP)等。由于膦酸盐是弱络合剂,对铜和铜合金有一定的腐蚀作用,添加铜腐蚀抑制剂如MBT(2-巯基苯并噻唑)可得到抑制。聚羧酸处理,有聚丙烯酸、聚丙烯酸钠、聚马来酸和聚马来酸酐等。为获得更好的稳定效果,多采用复合处理,如加酸和无机磷酸盐复合;各种阻垢剂的复合处理,如聚磷酸盐和有机膦,三聚磷酸盐和聚丙烯酸,聚丙烯酸和各种有机膦酸盐等,都能提高浓缩倍率。水质稳定剂在向多元共聚物发展,以提高缓蚀和阻垢效果。

外部处理法 有石灰处理和弱酸阳离子交换处理等。当水质较差,水源短缺或用水量小时采用。大型火力发电厂循环冷却水外部处理法和锅炉补充水预处理在条件合适时可结合进行。石灰处理法:用石灰处理降低补充水碳酸盐硬度,然后加酸调节或加阻垢剂处理。此法水质适用范围广、运行费用较低,但设备庞大、劳动强度大、需解决高纯度石灰或石灰再利用。弱酸阳离子交换处理:除去补充水碳酸盐硬度,水质适用范围广,运行操作简单、容易控制,但运行费用较高。外部处理法可显著降低补充水的碳酸盐硬度和提高循环冷却水的浓缩倍率,节约用水。

简史 冷却水防垢处理从20世纪30年代开始,多采用加酸处理。1936年郎格里尔提出用饱和指数法判断结垢。30年代末,提出添加剂最低浓度称“阈值”。40年代开始研究生物污染,雷兹纳尔提出稳定指数公式。中国的火电厂,40年代曾采用石灰处理法。50年代初期曾先后采用六偏磷酸钠、炉烟和加酸处理防止碳酸盐水垢,用次氯酸钙防止藻类和微生物繁殖。70年代,炉烟处理因出现冷却塔结垢、处理系统腐蚀和堵灰等问题而逐渐减少,并开始采用水质稳定剂、加酸和无机磷酸盐的复合处理等,微生物则用液态氯处理。80年代,水资源缺乏,水质遭受污染,要求提高循环冷却水浓缩倍率,采用外部处理法如石灰处理和弱酸阳离

子交换处理,并研究和应用了新的各种水质稳定剂及其复合处理。高浓缩倍率的稳定处理技术仍属要进一步研究的课题。

engqueshui fang shengwu wuran

冷却水防生物污染 (biological pollution prevention in cooling water system) 防止冷却水中的生物在热交换器水侧表面、管道内壁及水工构筑物中附着、生长、繁殖,导致传热效率降低、腐蚀加速和流体阻力增大的措施。冷却水中的生物是随补充水和冷却用空气带入的。生物污染分微生物污染和大生物污染两类。

微生物污染 在冷却系统中构成危害的微生物有细菌、真菌和藻类。细菌中的铁细菌、硫酸盐还原细菌、硝化细菌和硫细菌能和水中的某些无机化合物发生作用,其转化产物或沉积于受热面,或呈酸性,造成传热受阻,局部腐蚀加速。真菌的种类很多,冷却水中常见的多为藻状菌纲中的水生真菌,如水霉菌、绵霉菌等。它们繁殖后形成绵团状,可到处附着,堵塞管道,使冷却塔的木质构件霉烂。藻类主要有硅藻、绿藻、蓝绿藻。它们在冷却构筑物中由于光合作用生长繁殖,并随冷却水进入凝汽器中形成黏泥,促进固体物质的附着和结垢。

大生物污染 主要指进入冷却水系统中较大的海生物和淡水有机体,如贻贝、蛤蚌、藤壶、蚝等。它们可在流速较低的水工构筑物中存留、生长繁殖,造成危害。

防治方法 分为物理方法和化学方法两类。物理方法主要有设置多种过滤装置,采用压缩空气吹扫、高速水冲洗、机械刮除、胶球清洗、热处理或在管道等内壁涂刷抗污染漆。化学方法是向冷却水中添加杀菌剂,使微生物中毒死亡,或控制其生长繁殖,脱离金属表面随水排出系统,杀菌剂分氧化性和非氧化性两种,可用的有氯气、次氯酸盐、季胺化合物、乙基大蒜素、新洁尔灭等。氯是常用的经济、有效的杀菌剂,与水反应能生成次氯酸,可进入微生物细胞内层破坏其新陈代谢,导致细胞死亡。可用加氯机间断或连续将氯加入冷却水中,并控制凝汽器出口游离氯含量符合标准规定。在冷却水处理系统转至碱性方式的情况下,由于氯在较高pH值下效率不高,采用溴化物和氧化性杀菌剂是发展趋势。

engqueshui xitong

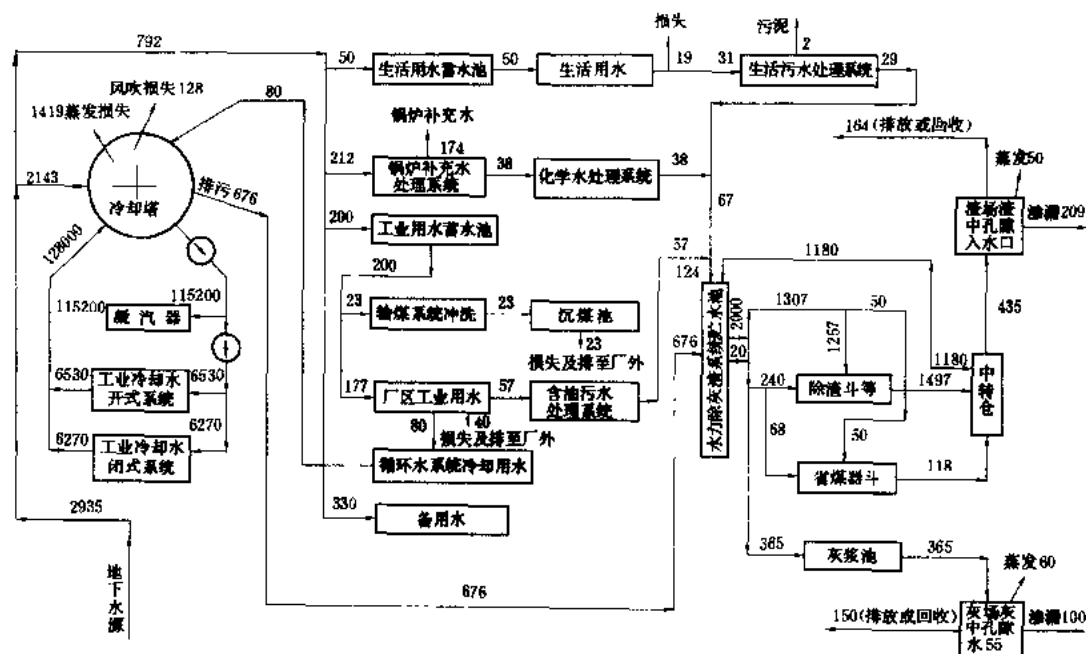
冷却水系统 (cooling water system) 保证火力发电厂安全经济运行,向电厂凝汽器及其他各种附属设备持续稳定地供给数量、质量和温度符合需要

的冷却水的设施。

水量、水质和水温 凝汽器冷却水量和设计冷却水温涉及机组运行经济性和投资费用,须通过优化计算确定,以保证机组在最高计算冷却水温下能满负荷运行。直流冷却水系统的最高计算冷却水温采用水源多年最炎热三个月频率为10%的昼夜平均水温。循环冷却水系统采用在同一频率条件下的昼夜平均气象条

件计算决定。凝汽器冷却水量一般为最大凝汽量的40~75倍。冷却设施的补给水量依冷却设施的类型而定。大型电厂直流冷却水系统每1000 MW需水量约为35~40 m³/s,循环冷却水系统每1000 MW耗水量约为0.6~1 m³/s。

图示为一个1200 MW采用循环冷却水系统电厂(采用水力除灰系统)的全厂水量平衡图。



全厂水量平衡图

(电厂容量: 4×300 MW; 单位: m³/h)

水质要求: 总的原则是应尽可能防止在供水系统内产生沉淀、结垢或使金属部件产生磨损和腐蚀。对直流冷却水系统,凝汽器冷却水需清除水草杂物和粗硬的砂粒,利用海水时还应有防止水生物滋长的措施。

冷却水系统优化 根据工程具体条件考虑下列主要参数在一定变化幅度内作为变量进行经济比较计算,以求得冷却水系统设施的最佳组合方案。

参变量: 冷却水量,凝汽器传热面积,进排水管的断面尺寸,冷却塔淋水面积等。对于大容量机组,在有条件时汽轮机的冷端参数如:汽轮机的末级叶片长度、设计背压等应与汽轮机制造厂共同组合优化。

优化比较宜采用动态经济方法,优化过程的经济计算通常采用年费用最小法。年费用由在经济使用年限内年等额回收投资费用和年运行费用两部分构成。

水源 水源是建厂条件中重要的因素,不仅决定电厂的冷却方式,还决定电厂的规划容量和厂址位置。根据水源条件和用水要求,电厂可以选择地下水或江河、湖泊、水库、海湾等地表水作为水源。水源水量必

须充沛可靠,原水水质较好,且尽可能靠近厂址。水源的开发和利用必须符合全厂总体规划,并取得水资源主管部门的同意。

深层地下水源一般具有水质洁净、稳定,未受污染,水温较低等优点,不需沉淀处理即可使用。地下水源根据水文地质勘察报告进行设计;地下水的设计取水量不得大于允许开采储量,在枯水年或连续枯水年的取水量仍能满足机组满发的需要,并按水文地质条件确定布井方案;井管总数应包括15%~20%的备用量。

地表水源自然条件因地而异,水文因素的季节性变化较大,当水量充足,泥沙携带量不大时,可直接用作凝汽器冷却水;但地表水通常较为浑浊,易受污染,一般需经处理后方可用作其他生产用水和生活用水。设计必须全面掌握水源资料,根据水文特征、河床和河岸的地形和地质、河流动力特性、泥沙杂物特性、航运情况和河流规划等因素选择取水地点和取水构筑物的型式,并须考虑在枯水保证率为97%时所取水量仍能

满足机组满发的需要,必要时应通过模型试验论证取水的可靠性。

冷却水系统选择 有两种基本方式,直流冷却水系统是冷却水通过凝汽器使用后即排除;循环冷却水系统则是冷却水通过凝汽器及其他设备后由冷却设施将水温降低到允许值,再行重复利用,但此种方式需相应补充经过冷却设施时损失的水量。选择何种方式应根据水源条件和规划容量,通过技术经济比较确定。当地表水源充足,且靠近厂址,供水高差不大时,一般采用直流供水系统;当枯水季节流量不足,但水温较低时,可采用掺混部分温排水的混流系统或凝汽器串联系统;在水源不足地区,或水源虽充足,但采用直流供水系统在技术上较困难或不经济时,则采用循环供水系统;当地表水源在大部分时间内均充足,仅个别季节不足,而取水条件又很有利时,可采用兼具直流冷却和循环冷却两种设施的混合供水系统。

• rignqueto

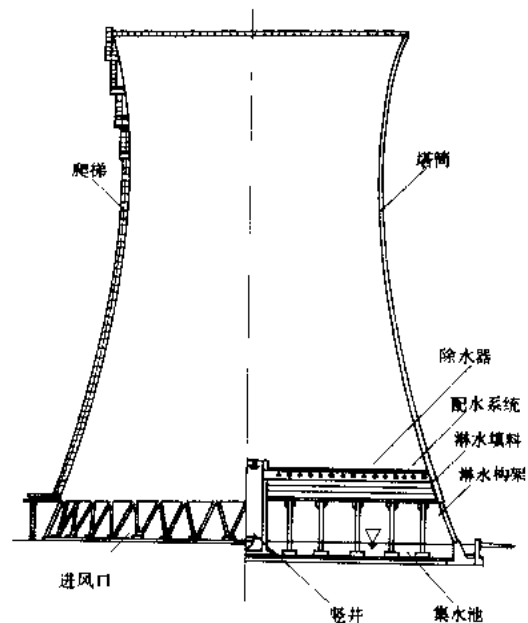
冷却塔 (cooling tower) 冷却塔有湿式和干式两种。本处指湿式冷却塔,是将循环冷却水系统中需重复使用的冷却水,在冷却塔中与空气直接接触,通过蒸发和对流形式,把携带的热量传给空气,散发到大气中去的冷却装置。干式冷却塔见干式冷却系统。

冷却塔型式 按气、水流动方向,冷却塔可分为逆流式和横流式。逆流式冷却塔水流垂直向下,气流向上,逆向运行。横流式冷却塔水流垂直向下,气流沿水平横向穿过水流,交叉运行。

按通风方式冷却塔可分为自然通风冷却塔和机械通风冷却塔。自然通风冷却塔中的空气以高大的塔筒内外空气密度差形成的上浮力为动力,具有节省耗电,运行维护工作量小,性能稳定,排出的湿热气流对环境影响小等优点,虽造价较高,但在火电厂中得到普遍采用。机械通风冷却塔中的空气流通以风机为动力,塔体小,在相同冷却水量条件下,占地面积小,造价较低,但风机及其传动装置的运行维护工作量大,排出的湿热空气以及风机噪声对环境会产生较大影响,耗电量较大,在中国的大、中型火电厂中较少采用。

自然通风冷却塔 中国应用最多的是逆流自然通风冷却塔,这种冷却塔的塔筒是用钢筋混凝土建造的双曲线旋转壳体,塔筒荷重由设在壳体底部沿圆周均匀分布的支柱承受,支柱间构成进风口。底部为集水池(见图)。壳体内由淋水构架、淋水填料、配水系统和除水器等组成塔芯。淋水构架是塔内各组件的支承体系。淋水填料是循环冷却水和空气进行热、质交换的中心部件,布满塔内整个平面,通常以淋水填料顶部标高处的面积定义为冷却塔的淋水面积且作为衡量自然通风

冷却塔冷却能力的尺度。按循环水在其中通过的不同状态,淋水填料有点滴式、薄膜式和点滴薄膜式等几种。淋水填料多采用塑料、钢丝水泥或木材制成,也有用石棉水泥、陶瓷制作的。20世纪70年代以后,各种型式的聚氯乙烯塑料片状薄膜式填料逐渐在大、中型冷却塔中广泛应用。中国现使用的塑料填料的片型主要有折波、斜波、复合波等几种。配水系统的作用是把循环水均匀分配和喷洒到全塔淋水填料上,有管式、槽式和管槽结合式。在大风地区建造的逆流式自然通风冷却塔,其填料底部至集水池水面间宜设挡风隔板。



逆流自然通风冷却塔

横流式冷却塔是由塔筒、进风口、配水装置、淋水填料、除水器和集水池等组成。塔筒和集水池的结构及造型与逆流式冷却塔基本相同;横流式冷却塔进风口高度等于整个淋水填料的高度。在寒冷地区,进风口设置转动式百叶窗,以调节进塔风量;配水装置一般采用池式,由配水管、流量控制阀、消能箱、配水池和配水喷头(或配水孔嘴)组成。配水池顶宜设盖板,以免水池在光照下滋生微生物或藻类,也可防止灰尘杂物进入;淋水填料大多采用塑料30°斜波和水泥弧形板条,其径深和高度根据工艺对冷却水温的要求,塔的通风形式、塔造价与运行费用之比等因素确定,淋水填料径深和高度之比值宜为0.7~1.0;除水器一般采用竖向或横向排列的百页板做成,这种除水器的板距上部较小,下部较大,它除了除水目的外,还具有均衡填料上、下部气流的作用。

机械通风冷却塔 根据不同的布置方式可有不同

的结构型式。当连续分格布置时,每格安装一台风机,平面形状为矩形;不连续的单塔布置时,则每座塔可装一台或几台风机,平面形状可为多边形或圆形。风机一般安装在塔顶。为了减少阻力,提高效率,塔形设计应使塔内气流平顺。在冷却水量不大时,可以采用玻璃钢制作的小型机械通风冷却塔。

环境影响 冷却塔运行时对环境产生以下影响:①飘滴。冷却塔中排出的湿热空气携带的水滴称飘滴。为了消除飘滴对环境产生的不良影响,通常在塔内安装除水器,可以截留 95% 以上的飘滴。②噪声。冷却塔中的循环水在溅落过程中形成噪声,机械通风冷却塔运行还有风机噪声。③雾羽。冷却塔的湿热气流排出塔外产生凝结,形成羽状气雾称雾羽。雾羽遮蔽日照,影响范围可达几公里。④视觉障碍。因自然通风冷却塔有庞大的塔筒,运行中并有雾羽,造成视觉障碍。

冷却塔也受环境的影响:①逆温。当塔外大气出现温度随高程而升高的逆温条件时,自然通风冷却塔因热空气上浮能力恶化而降低冷却效果。②自然风。塔外自然风较大时,会影响冷却塔进风,并使塔内风速分布不均匀,影响冷却效果,但塔顶的一定风速范围的自然风有利于上浮力的提高。

冷却塔的发展 在工业国家中采用冷却塔始于 20 世纪初叶,随后开展了冷却塔理论和计算公式的研究,提出了在蒸发冷却过程中以热交换和质交换为基础的计算式,同时引出了以焓差为热交换动力的理论。到 80 年代自然通风冷却塔已发展到高度达 180 m、塔底直径达 150 m、淋水面积超过 10000 m² 的水平。随着冷却塔被广泛采用,冷却塔技术在节能、节水、高效和保护环境等方面都有了很大发展,例如:①在发展干式冷却塔用于空气冷却凝汽系统基础上,为了吸收和发挥干式冷却塔的特点,出现了干湿式联合冷却系统,可进一步提高冷却效果,减少雾羽和合理利用水资源;②为回收能量、节约电耗和减少噪声,在大型自然通风冷却塔淋水填料底部安装高位收水装置;③辅助通风冷却塔,在自然通风冷却塔进风口安装风机,夏季用风机向塔内鼓风,起到辅助通风、提高冷却效果的作用,可以降低塔筒高度,风机运行时间短、电耗量小;④将通过高效除尘和脱硫后达到排放标准的烟气排入自然通风冷却塔,可以提高上浮力,改善塔的冷却效果,又节省了烟囱。

冷却塔施工

(cooling tower construction)

冷却循环水的构筑物的施工。冷却塔有自然通风冷却塔和机械通风冷却塔两种,多为钢筋混凝土结构。自然通风冷却塔常采用双曲线型,其筒体为薄壳结构,施

工难度较大。常用的筒体浇筑方法有:翻模法和爬模法。也有采用预制装配式施工的。

双曲线型冷却塔现浇结构施工 基础与集水池的施工步骤是:先大揭盖挖到水池底,再加深挖环形基础的土方。浇筑混凝土先从环形基础开始,为防止产生收缩裂缝,大型冷却塔的环基常采用分段跳仓的浇筑方法,即间隔跳段浇筑。随后,分块浇筑集水池底板的混凝土。待支撑筒体的预制钢筋混凝土斜支柱在环基上吊装固定后,即可浇筑斜支柱顶部的环形梁。以后是进入筒体结构浇筑混凝土的施工。

翻模法 在浇筑环形梁混凝土的脚手架上,安装第一节筒壁的钢筋和模板,待第一节混凝土浇筑完后,在第一节已浇混凝土内埋设的对销螺栓上,悬挂操作架并满设脚手板和护栏(见图 1)。操作人员站在操作架上安装模板和钢筋,并浇筑第二节混凝土。用同样方法浇筑筒壁的第三节混凝土,以此类推。钢模一般配管

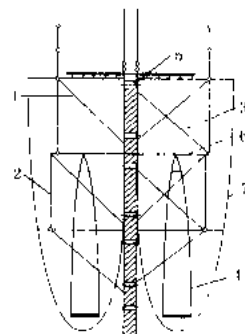


图 1 人工提升翻模架示意图

三层,当上层模板内在浇筑混凝土时,中层模板内的混凝土继续凝固,下层模板内的混凝土已达到一定强度,即可把该层的支架、托架和模板拆下,翻到上面使用。与此同时,将该层固定操作架用的对销螺栓抽出,中间的圆孔用石棉水泥填打密实,表面再用水泥沙浆修平。以同样方法和程序继续不断向上翻用。随着筒身的升高,在塔中央或塔外需设置 1 台塔式起重机,在该机和筒壁之间设人行走道桥随筒壁升高,吊机垂直运输材料,其垂直塔身内设爬梯或电梯供施工人员上下。该法配备机械设备少,操作管理简单,但劳动强度大,施工安全感稍差。

爬模法 爬模系统由导轨、工作架、爬升机构和专用模板组成。在工作架上可进行模板、钢筋、混凝土和导轨的接高作业。此外,在冷却塔中间安装 3~5t 折臂自升式塔式起重机和附着于外筒壁的载人曲线电梯进行垂直运输。

导轨是用高强螺栓固定在冷却塔筒壁上,用作爬升时的导向和支承工作台。导轨又是固定模板的构件,它背部有方管销,用来支撑和固定模板。每节导轨设有几只可调螺栓,用来调节导轨的倾斜度,从而使工作架及模板的位置符合冷却塔曲率变化的要求。工作架的下部装有固定支脚,中部连着爬升机构的电动机和提

升螺杆,并经螺杆与活动支脚相连。爬升前,工作架上的固定支脚坐落在导轨腹板的方销上。电动机正转时,螺杆带动活动支脚上升,上升一个节距(约75 cm)后,在活动支脚下方的导轨腹板上插入方销,使活动支脚

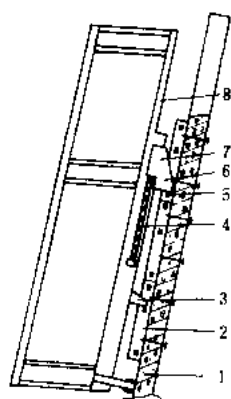


图2 爬模法示意图
1—筒壁;2—导轨;3—固定支脚;4—提升螺杆;5—方销;6—活动支脚;7—爬升机构;8—作业架

不能下降。电动机反转,螺杆反向旋转时,活动支脚下降低压在导轨的方销上,支撑工作架的上升。形成了活动支脚和工作架的交替爬升(图2)。爬模法施工有筒体尺寸准确、模板固定牢靠、电动爬升机构简单、可靠等优点。

逆流塔淋水系统施工在筒壁完成并吊机拆除施工机具后进行。淋水系统是由许多根钢筋混凝土梁、柱组成支承水槽和悬挂的水管喷淋装置的结构系统。梁、柱、水槽一般为预制吊装。水池中央设有循环水

热水进来的现浇钢筋混凝土竖井,并分出4支主水槽及其分水槽。分水槽的两侧壁上平均分出若干根喷淋装置。循环水热水均从喷淋装置的圆盘上溢出,经自然风冷却后落入水池中。配水管和喷淋装置均可从市场上采购、现场安装比较方便。然后再装除水器和淋水填料。

筒壁内侧防腐施工 筒壁内侧因受水汽侵蚀必须进行涂层防腐处理。一般采用搭设脚手架或其他悬挂设施后由人工涂刷的方法。涂层材料按设计选用适合于冷水塔的涂料。

双曲线型冷却塔预制装配施工 环基与集水池施工和现浇结构施工相同。自斜支柱开始向上均为预制件、现场吊装。筒壁部分分层按不同曲率分若干块预制,每块弧形肋板的上下、左右先在肋上对称预埋好螺栓,以便在装配时与周围邻近的弧形肋板相互连接。每层装配、校正成圈后,用防水水泥砂浆灌缝和进行螺栓接头的填补。

机力通风冷却塔施工 塔身多为框架型结构,高度一般在15m左右,在框架顶部装有电动风机吸风冷却。施工方法同一般框架的施工。

冷却塔

冷渣器 (bottom ash cooler) 在流化床锅炉上用于底渣的冷却并回收其物理热的设备。它同时兼有控制底渣排放速率的作用。已有实际应用业绩的冷

渣器主要是水冷螺旋冷渣器、风冷式流化床冷渣器及风水共冷流化床冷渣器三种型式。

水冷螺旋冷渣器 流化床锅炉底渣排放量较小时多采用水冷螺旋冷渣器,其结构见图1。水冷螺旋冷渣器内轴及外套均有水冷却,制造工艺要求较高。锅炉在运行过程中根据床层压差信号大小来控制 and 改变水冷螺旋冷渣器调速电机的转速,可连续地控制排渣量,灰渣在冷渣器内从900℃左右冷却到200℃以下。

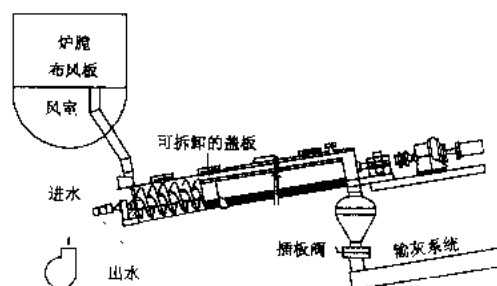


图1 水冷螺旋冷渣器结构简图

风冷式流化床冷渣器 用气料两相流化床工艺原理冷却灰渣,冷却介质为冷空气或再循环烟气。冷渣器内的流化速度为1~2 m/s。结构见图2,图2(a)为单床结构,图2(b)为多床结构。多床结构是由几个流化床串联而成,各床间的灰渣流动,通过分床间的隔墙下部的开口进行,可保证每级都有较大传热温差,使出口渣温比出口风(烟)温更低。该型冷渣器还兼有对底渣中的细颗粒的分选作用,使部分细灰重新返回炉内,应用在循环流化床锅炉上可避免排渣过程中造成循环灰的夹带损失。

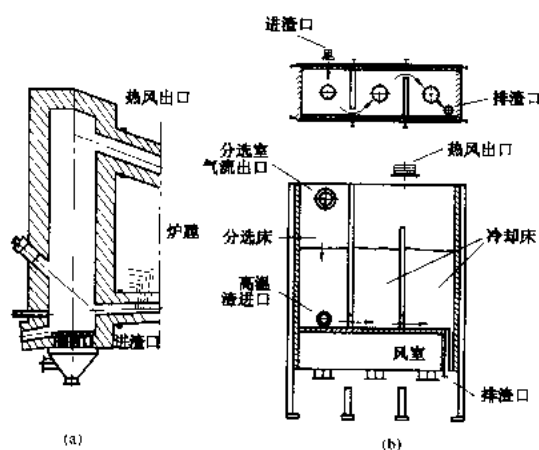


图2 风冷式流化床冷渣器

(a)单床风冷流化床冷渣器;(b)多床风冷流化床冷渣器

风水共冷流化床冷渣器 由于一个分选床和若干冷却床组成,冷却床内布置水冷受热面,例如部分省煤器管束,结构如图3。灰渣同时加热水和空气。这种冷

渣器利用流化床颗粒与埋管受热面传热系数高的特点,可以在较小的床层体积内冷却较大量的灰渣。其结构紧凑,适用于大容量的流化床锅炉。法国 Gardanne 电厂 250MW 循环流化床锅炉即采用两台该型式的冷渣器。进入冷渣器的灰渣流量用排渣控制阀控制。

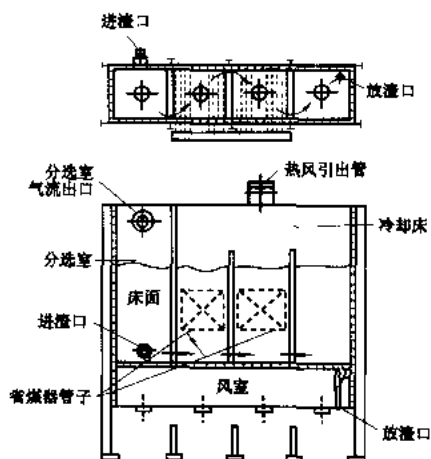


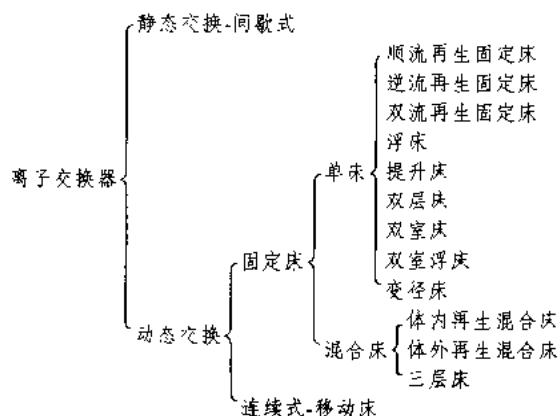
图3 风水共冷流化床冷渣器

1.1.1.1 离子交换器

离子交换器 (ion exchanger) 固体的离子交换剂与液体介质中的离子发生交换反应的设备。离子交换器是装有离子交换剂(主要是离子交换树脂)的圆柱形容器。火力发电厂应用的工作压力一般为 0.4~0.6 MPa。

根据离子交换器运行中交换的离子种类,可分为钠离子交换器、氢离子交换器和氢氧离子交换器(或阴离子交换器)。根据离子交换器的运行状态可分为间歇式、固定床、连续式三种。水处理中常用的是固定床。固定床又可按其运行时离子交换树脂的状态、水和再生液的流向以及使用离子交换器的种类不同,分为多种床型,主要如表所列。

离子交换器的分类



顺流再生固定床 水和再生液都采用自上而下的流向(见图1)。离子交换树脂层以上设有液流分配装置。优点为结构简单、再生操作可靠;缺点为出水质量差、再生剂耗量高。适于低含盐量原水的小型水处理站使用。

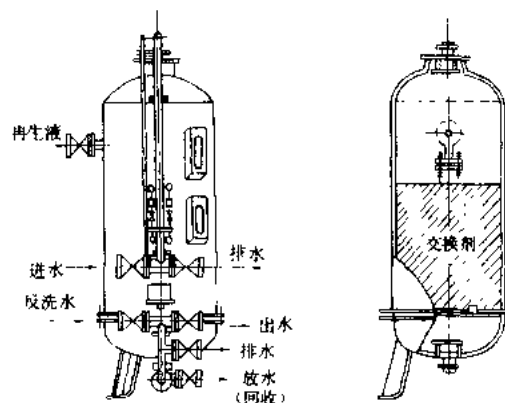


图1 顺流再生固定床

逆流再生固定床 水流采用下向流,再生液采用上向流,属于对流再生方式的一种。为防止再生过程中离子交换树脂乱层,需要采用顶压措施。设备内部,在离子交换树脂层内的上部装有中间排液装置。再生时,从交换器顶部送入压缩空气或水,作为顶压之用。中间排液装置以上设有压脂层。逆流再生固定床的优点是出水质量好,再生剂耗量低;缺点是设备结构及再生操作复杂,操作不当时会出现出水质量下降,周期制水量降低以及再生剂耗量增大等问题,严重时还会损坏中间排液装置。它适用于中、低含盐量原水的水处理站使用。

双流再生固定床 其设备结构与逆流再生固定床相似,只将中间排液装置略向下移。运行时水流自上而下;再生时,再生液从交换器的顶部和底部同时送入,废液从中间排液装置排出。上部进入的再生液,一方面可以起到再生中间排液装置以上离子交换树脂的作用,另一方面还可起到压脂作用。其优缺点及适用条件与逆流再生设备相同,但不需使用顶压的空气或水。

浮床 浮床是对流再生的另一种型式。运行时,水流自下而上,将离子交换树脂层托起;再生时,再生液自上而下地流过离子交换树脂层。浮床内的离子交换树脂通常是装满的,但因为离子交换树脂转型过程中会膨胀或收缩,所以不能填实。因此,在浮床运行过程中,底部总有少量离子交换树脂呈流动状态,这不会影响到出水质量和技术经济指标。

浮床的优点是离子交换树脂层高、树脂装填量大,出水质量好,占地面积小,投资低,再生剂耗量低,再生操作简单可靠,对原水含盐量具有很宽的适用范围。



缺点是需要设置专门的清洗装置, 细碎的离子交换树脂易被水流带出以及运行周期后期停止运行将使设备提前失效。浮床适于中、高含盐量原水的大、中型水处理站使用。

提升床 提升床是浮床的改进型式之一。在浮床离子交换器的中部, 加入一块带有双头水帽的多孔板, 将离子交换器分隔为上、下两室。两室内装的是同样的离子交换树脂。在离子交换器外面上、下室之间有管道相连, 并装有阀门。正常运行时, 上室充满离子交换树脂, 停床时不会乱层; 下室保留足够的反洗空间, 运行时, 下室离子交换树脂部分浮动。当需要清洗时, 先洗下室的离子交换树脂, 然后, 将上室离子交换树脂的一部分送入下室, 再反洗上室离子交换树脂。运行时, 水流自下而上; 再生时, 再生液自上而下。提升床的优缺点和适用条件与浮床相似, 只是可以不再设置体外清洗装置。

随着弱型离子交换树脂的发展, 弱、强型离子交换树脂联合应用工艺在中国迅速推广使用, 研制出多种新型床, 提高了出水质量, 降低了再生剂耗量, 并扩大了使用化学除盐工艺的水质范围。

双层床 在逆流再生固定床内分层装填弱型和强型离子交换树脂。弱型离子交换树脂在上层, 强型离子交换树脂在下层。运行方式与逆流再生设备相同。为防止离子交换树脂乱层, 再生过程中同样需采用顶压措施。为保证两种离子交换树脂良好分层, 必须严格控制离子交换树脂的湿真密度和粒径。双层床的优点是出水质量好, 再生剂耗量低、占地面积小以及投资较低。缺点为长期使用后, 两种离子交换树脂会发生混脂现象, 影响周期制水量、出水质量和再生剂耗量。此床型适用于中等含盐量原水的水处理站使用。

双室床 双室床是双层床改进的床型。它是在离子交换器内的两种离子交换树脂层之间加装一块带水帽的多孔板, 以解决混脂问题。但是, 加装孔板后, 强型离子交换树脂层无法顶压, 再生操作不当时, 会发生乱层现象, 影响再生效果。其优缺点及适用条件与双层床相同。

双室浮床 双室浮床是在浮床设备内的中部加装一块带水帽的多孔板, 将离子交换器分隔为上、下两室。上室装填强型离子交换树脂, 下室装填弱型离子交换树脂。运行时, 水流自下而上; 再生时, 再生液的流向自上而下, 其优点为占地而积小、投资费用低、再生操作简单可靠、出水质量好、运行费用低; 缺点为对进水浊度要求严格, 需要装设专门的体外清洗装置。它适于中、高含盐量原水的水处理站使用。

变径床 亦称变径双室浮床, 变径床的设备由上、下两个直径不同的直筒段、中间用变径段联接组成。上

室为小直径的强碱阴离子交换树脂室, 下室为大直径的弱碱阴离子交换树脂室。上室的底部装有带水帽的多孔板。运行时, 水流自下而上地进入下室, 再经上室送出; 再生时, 再生液自上而下地先通过上室, 再经下室排出。变径床具有双室浮床的优、缺点。适用于高含盐原水进行化学除盐, 多用于阴床。

混合床 将阳、阴离子交换树脂均匀混合装填于一台离子交换器中。混合床离子交换器的结构见图2。水在离子交换器内完成多级 H^+ 交换和 OH^- 交换, 能制得超纯水。混合床失效后, 可以在离子交换器内再生, 即先将两种离子交换树脂反洗分层, 然后分别进行再生。凝结水精处理使用的混合床失效后, 可将失效的树脂送至专门的再生装置内进行分离和再生, 称为“体外再生混床”。混合床出水的电导率可降至 $0.2 \mu S/cm$ 以下。为提高混合床出水质量, 发展了三层混合床, 是在一个离子交换器中装入强酸阳离子交换树脂、强碱阴离子交换树脂和惰性树脂。运行中三种树脂可均匀混合, 反洗后, 三种树脂可清晰地分为三层。在此情况下, 无论是体内再生或体外再生, 都可显著减少两种离子交换树脂再生时的交叉污染, 以保证出水的高质量。

移动床 定期地从交换器内排出一部分失效的树

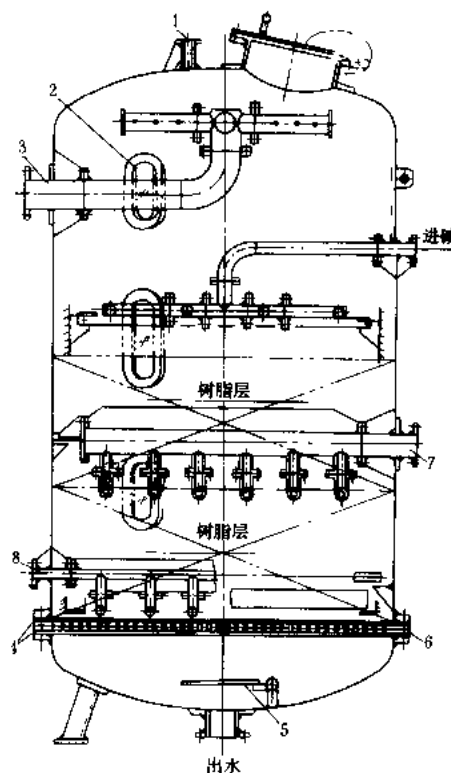


图2 混合床离子交换器的结构

1—放空气管; 2—观察孔; 3—进水装置; 4—多孔板; 5—挡水板; 6—滤布层; 7—中间排水装置; 8—进压缩空气装置

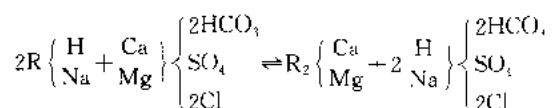


脂,然后补入再生并清洗好的树脂。失效的树脂被送到再生塔进行再生。经过再生的树脂送至清洗塔进行清洗后,定期地送至运行交换器,周而复始。其优点是占地面积小、制水量大和投资节省,可连续运行,缺点是出水质量较差、再生剂耗量高、运行控制不稳定。因此,在火电厂锅炉补给水处理中已不采用。

1.1.3 离子交换软化除盐

离子交换软化除盐 (ion exchange softening and demineralization) 采用离子交换法除去水中的钙、镁离子或除去水中矿物质的水处理技术。

离子交换软化 应用阳离子交换剂置换水中能形成水垢的硬度组分,使之转为不生成水垢的组分,即利用钠型或氢型阳离子交换剂将水中的钙、镁化合物转变成钠化合物或酸的过程:



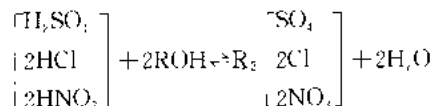
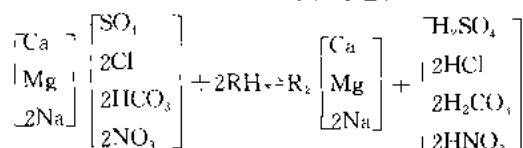
R 代表离子交换剂结构中不可交换部分。

软化所用的离子交换器称软化器,在单纯软化中,一般采用钠离子交换器,所以软化器也称钠离子交换器,水流只经一台(级)交换器进行软化的称一级钠离子交换器。当通过一级软化器后再流经一台(级)软化器称二级软化,后面一台软化器则称二级钠离子交换器。一般一级软化水可作为低压锅炉补给水,中压以上锅炉的补给水则需用二级软化。失效后的离子交换剂可用食盐溶液再生恢复其交换能力,再继续使用。再生剂用量称再生剂耗量或盐耗。

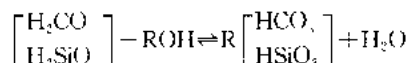
钠离子交换软化不能除去水中的碱度成分(主要为 HCO_3^-),对于碱度大于 2 mmol/L 的原水,在除去硬度的同时进行脱碱,否则重碳酸盐进入锅内,在高温下发生分解和水解,使锅水相对碱度增高,蒸汽中 CO_2 浓度增多,导致锅内产生碱性腐蚀及蒸汽凝结系统的酸性腐蚀。

脱碱实质上也是离子交换去除钙、镁硬度成分的软化过程,但不是单一的采用钠离子交换,而是钠离子交换与氢离子交换相匹配,称 $\text{H}^+ - \text{Na}^+$ 交换;或钠离子交换和铵离子交换相匹配,称 $\text{NH}_4^+ - \text{Na}^+$ 交换;或钠离子交换后加酸处理。由于化学除盐技术的广泛应用,高压及以上热力设备已不采用以上脱碱工艺。

离子交换除盐 也称化学除盐,是应用氢型阳离子交换剂置换水中的钙、镁、钠等阳离子,利用氢氧型阴离子交换剂置换水中的阴离子的过程:



如果阴离子交换剂为强碱性阴离子交换剂,则它同时可将弱电化合物(如碳酸和硅酸)除去:



所以在需要除硅时,必须采用强碱性阴离子交换剂

离子交换除盐系统,是由阳离子交换器、除碳器和阴离子交换器(对水质要求高时还有混合床)组成的。由于离子交换树脂和离子交换设备工艺的发展,出现了许多离子交换除盐系统,为扩大对天然水含盐量的适应范围,提高除盐水质,降低药耗和减少环境污染起了重要作用。(见离子交换器、锅炉补给水处理系统设计)

为保证除盐水质和运行的经济性,应做好:(1)加强原水预处理,防止有机物对离子交换树脂的污染;(2)选择高纯度的再生剂,尤其是苛性钠,以保证再生效果,减少离子漏过。

2. 离子交换树脂

离子交换树脂 (ion exchange resin) 一种人工合成的离子交换剂。它不溶于水,在溶液中,可将本身所具有的离子和溶液中相同电荷的离子进行交换反应,实质上它是一固体的电解质。

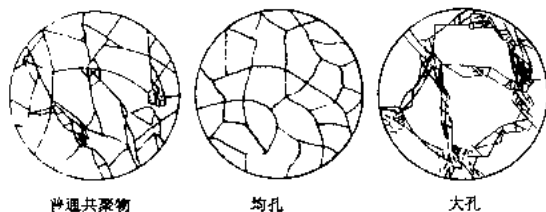
结构 由两部分组成:一为立体网状结构的骨架(俗称白球),是由线性可聚合单体(如苯乙烯、丙烯酸甲酯、丙烯腈等)和多维可聚合单体(俗称交联剂,如二乙烯苯等)共聚而成的高分子化合物;另一为与骨架相联结的离子交换基团,它含有能交换的离子,通常用 RSO_3H 、 RCOOH 、 $\text{RN}(\text{CH}_3)_3\text{OH}$ 、 $\text{RN}(\text{CH}_3)_3\text{HCl}$ 等表示离子交换树脂的化学结构。离子交换树脂结构的一个重要参数是交联度,它是多维可聚合单体占全部可聚合单体的百分数。交联度高低会影响离子交换树脂的理化性能和工艺性能。

在使用过程中,离子交换树脂会受到很多外力的作用,如压力、膨胀收缩力(渗透压力)、摩擦力等。若立体网状结构的骨架抵抗不住这些外力的作用就有可能发生结构的破坏。为了提高结构的强度,可在骨架生成过程中加入惰性物质,并在骨架生成后将惰性物质提取出来的办法在骨架中形成所需要的孔,然后制成大孔型离子交换树脂,见图。

离子交换基团是经过各种有机化学反应后将有机官能团结合到骨架上的,工业水处理用离子交换树脂的有机官能团主要有磺酸基— SO_3^-H^+ (其中 H^+ 为可交换的氢离子)、羧酸基— COO^-H^+ (其中 H^+ 为可交换的氢离子)。

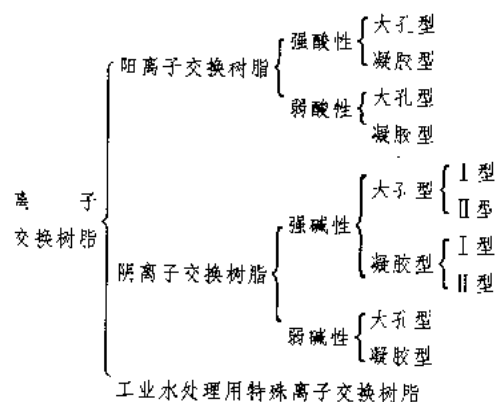


换的氢离子)、季胺基— $N(CH_3)_3OH^-$ (其中 OH^- 为可交换的氢氧根离子)、叔胺基— $N(CH_3)_2 \cdot H^+OH^-$ 。



离子交换树脂结构示意图

分类 离子交换树脂有多种分类：①按骨架类型分类，可分为苯乙烯型、丙烯酸型、酚醛型、环氧型等。②按离子交换树脂骨架结构分类，可分为凝胶型和大孔型。微孔、均孔型原则上属于凝胶型。多孔型、巨网型原则上属于大孔型。③按用途分类，可分为水处理用、水处理中特殊处理用（如凝结水处理用、除氧用等）、医药用、食品加工用、分析用、催化用、核工业用等。④按离子交换基团性能分类，可分为强酸性、弱酸性、强碱性、弱碱性等。



工业水处理用离子交换树脂还可按水处理设备分类，可分为通用类、浮动床用类、双层床用类、混床用类，它们的主要区别是离子交换树脂颗粒粒径及均匀程度不同。

性能 水处理制水质量和经济性与水处理系统所用离子交换树脂的性能关系极大。离子交换树脂水处理工艺性能指标主要有工作交换容量、再生剂比耗和清洗水耗、水流阻力和机械强度五项。所谓工艺性能好是指工作交换容量大、再生剂比耗和清洗水耗小、水流阻力小和强度高。离子交换树脂的产品指标主要有粒度（范围粒度、有效粒径、均一系数、上下限粒度）、湿真密度、湿视密度、含水量、强度（磨后圆球率、渗磨圆球率）、转型膨胀率、转型率、交换容量（全交换容量、基团交换容量、体积交换容量）。其它理化性能指标还有酸碱性、选择性、交换速度、孔结构参数（比表面积、孔容、孔径分布等）等。

粒度 粒度太大，则交换速度慢，交换容量低；粒度过小，则水流经树脂层的压降大。常用树脂的范围粒度为0.315~1.250 mm。各种离子交换器（如双层床、双室床、浮动床、混床等）要求的树脂的范围粒度不同。

湿视密度 单位体积（含颗粒空隙体积）树脂的质量，用于计算离子交换器装载树脂的量。

湿真密度 单位体积（不含颗粒空隙体积）树脂的质量，用于说明树脂反洗展开率和颗粒沉降速度。一般情况下反映凝胶型树脂的交联度（结构紧密程度）。

含水量 树脂结构内在水分（不包括外部游离水分）。其量决定于树脂的性质、官能团的型式及数量、交联度和孔隙率的大小等。因此在使用和储运过程中，应注意防冰冻。

转型膨胀率 由一种离子态转变为另一种离子态称为转型，转型会产生体积的变化，转型越彻底、交换容量越高、交联度越低、官能团电离度越大，转型膨胀率就越大。

强度 离子交换树脂颗粒抵抗外力（如摩擦力、压力、渗透力等）作用保持颗粒完整不破裂的能力，我国标准用磨后圆球率或渗磨圆球率来表示。

交换容量 单位体积或质量的树脂中具备的交换基团（官能团）的量或在使用时发生离子交换作用的交换基团（官能团）的量。产品指标常用质量交换容量、体积交换容量来表示，实际使用中常用工作交换容量来表示。工作交换容量仅为质量交换容量、体积交换容量的一部分，它的大小还和实际使用的工作条件（如温度、流速、进水水质、出水要求、再生程度等）有关。

酸、碱性 离子交换树脂的酸、碱性取决于交换基团（官能团）的酸、碱性，如磺酸基是强酸性的，季胺基是强碱性的，羧酸基是弱酸性的，叔胺基是弱碱性的。在水中，强酸性的和强碱性的交换基团可以和中性盐反应。弱酸性离子交换基团主要和水中的碱、碱式盐反应，弱碱性离子交换基团主要和水中的酸、酸式盐反应。一种树脂中可以有几类离子交换基团，主要的或全部的离子交换基团是强酸性的称为强酸性阳离子交换树脂，依此类推。同时具有酸性的和碱性的两种交换基团（官能团）称为两性树脂，如热再生（弱酸性的、弱碱性的）离子交换树脂。不同的强碱性交换基团（官能团）的碱性大小不同，如三甲基甲胺（I型）的碱性比二甲基乙醇基甲胺（II型）的碱性大，故称I型强碱性和II型强碱性离子交换树脂。除叔胺基外，弱碱性离子交换基团还有仲胺基、伯胺基，它们的碱性也不相同，但没有分类。

选择性 在水中有多种离子存在时，树脂对它们



的交换能力是不同的,在低浓度及室温下,树脂首先选择高价离子交换。对同价离子树脂首先选择和原子序数大的离子交换。对于弱酸性阳离子交换树脂,首先和氢离子交换;对于弱碱性阴离子交换树脂,首先和氢氧根离子交换。各种离子交换树脂的选择性顺序如下:

强酸性阳离子交换树脂 $\text{Th}^{4+} > \text{La}^{3+} > \text{Ca}^{2+} > \text{Na}^+ > \text{H}^+$

弱酸性阳离子交换树脂 $\text{H}^+ > \text{Th}^{4+} > \text{La}^{3+} > \text{Ca}^{2+} > \text{Na}^+$

强碱性阴离子交换树脂 $\text{HSO}_4^- > \text{NO}_3^- > \text{Cl}^- > \text{HCO}_3^- > \text{OH}^- > \text{F}^- > \text{HSiO}_3^-$

弱碱性阴离子交换树脂 $\text{OH}^- > \text{HSO}_4^- > \text{NO}_3^- > \text{Cl}^- > \text{HCO}_3^-$

简史 1850年英国农业家H.S. 汤普森(H.S. Thompson)和化学家J.T. 韦(J.T. Way)发现泥土中的钙离子能被胍置换下来,并由韦研制成具有离子交换性能的硅酸铝第一个无机离子交换剂,奠定了现代离子交换理论基础。1935年英国化学家B.A. 亚当斯(B.A. Adams)和E.L. 霍姆斯(E.L. Holmes)用苯酚和甲醛合成了有机离子交换树脂,开创了合成有机离子交换树脂的时代。1945年美国G.F. 达来利奥(G.F. Dalelio)取得了苯乙烯和二乙烯苯聚合物的专利,发明了用苯乙烯或丙烯酸衍生物合成的离子交换树脂。后经不断的改进,成为目前使用最普遍的离子交换树脂产品。20世纪50年代末出现了大孔型离子交换树脂,随后弱性离子交换树脂、吸附树脂、螯合树脂、磺化树脂等接连产生,应用范围更为扩大,离子交换技术已成为一门新兴学科。

1.2 离子交换树脂的污染

离子交换树脂的污染 (fouling of ion exchange resin)

离子交换树脂在运行过程中吸着在再生过程中难于解析的污染物,以致出现出水水质恶化和交换容量降低的现象。污染有三种类型:①颗粒表面附着了水中的悬浮物或交换过程的产物(如 CaSO_4 等);②某些离子被牢固地吸着于离子交换树脂内部;③离子交换树脂的表面和内部吸着有机物。常见的污染物有铁、铝、钙、硅、油和有机物等。

铁污染 在离子交换树脂的应用中,铁污染是常见现象之一。在阳、阴离子交换树脂内都可能发生,阴离子交换树脂的铁污染比阳离子交换树脂更严重。阳离子交换树脂的铁污染主要来源于进水带来的腐蚀产物;阴离子交换树脂的铁污染主要来源于工业液体烧碱。

遭受铁污染的离子交换树脂可以用10%的温热盐酸浸泡5~12h进行复苏,也可辅以络合剂进行清洗。

铝污染 主要发生于阳离子交换树脂。其来源是

预处理使用铝盐作为混凝剂的澄清水中的矾花,运行过程中沉积在离子交换器内,在再生过程中被酸溶解,生成 Al^{3+} ,被阳离子交换树脂所吸收,造成污染。另外,使用自来水作为水源,经石灰处理时,矾化溶解,也可能造成铝污染。

复苏的方法与铁污染相同。

钙污染 主要发生于用 H_2SO_4 再生的阳离子交换器,再生过程中生成的 CaSO_4 沉淀,覆盖于树脂表面严重时,沉淀堵塞树脂层的孔隙,影响再生效果。

沉淀的少量 CaSO_4 ,在运行的过程中,一般不需专门的复苏,用水可以洗去。

硅污染 发生于阴离子交换器。硅对强碱树脂造成污染的原因有二:其一是再生废液中的 Na_2SiO_3 ,因pH值逐渐降低,变为 H_2SiO_3 沉淀出来,覆盖于离子交换树脂表面;其二是强碱阴离子交换树脂吸着的 H_2SiO_3 ,因再生液温度过低或长期在再生剂不足条件下使用,部分 H_2SiO_3 不能再生出来,积聚于离子交换树脂内部。硅对弱碱阴离子交换树脂的污染原因主要是第一种。

复苏的方法是用50~60℃,5%~8%的NaOH溶液大剂量再生。

油污 污染离子交换树脂的油,主要是矿物油,

般多来源于生产返回水和加热蒸汽。在使用气顶压逆流再生交换器时,也可能来源于压缩空气。矿物油进入离子交换树脂层后,在树脂表面形成油膜,造成离子交换树脂性能的严重恶化。如果带入交换器的是重油,可能在离子交换树脂层中凝成重油块,造成长期污染。

遭受油污污染的离子交换树脂可以用有机溶剂或5%~8%NaOH溶液循环清洗,也可辅以超声波清洗、空气擦洗或表面活性剂,以提高清洗效率。

有机物污染 天然水中有机物的主要成分是富维酸、腐殖酸和吉马多美朗酸。这些大分子、芳香族的弱有机酸被强碱阴离子交换树脂吸着后,再生时不能完全洗脱是造成有机物污染的主要原因。离子交换树脂的有机物污染主要表现为出水电导率增高、pH值下降、工作交换容量降低和清洗水量明显增加。

强碱阴离子交换树脂对有机物的吸着主要是以范德华力吸着于树脂骨架和以化学亲和力吸着于官能团。不论哪种吸着力降低,都会减少有机物对强碱阴离子交换树脂的污染。

预防有机物污染的措施有:①加强原水的混凝-澄清预处理,降低进入离子交换树脂水中有机物的含量;②化学除盐系统前,加装活性炭过滤器或有机物清除器;③强碱阴离子交换器前面,加装弱碱阴离子交换器或有机物清除器;④使用抗有机物污染能力较强的强碱阴离子交换树脂——大孔离子交换树脂或丙烯酸



系强碱阴离子交换树脂；③定期用碱性 NaCl 溶液对强碱阴离子交换树脂进行复苏处理。

casuo wen du

理论燃烧温度 (theoretical combustion temperature) 在绝热条件下通过完全燃烧所能达到的温度。燃烧过程是燃料中的可燃物质 (主要是碳和氢) 同氧所进行的化学反应。在大多数情况下用空气做氧化剂, 燃料与氧化剂的混合物叫做反应物, 燃烧后的产物叫做燃烧产物。用理论上允许的最低空气量使可燃物质完全变成像 CO_2 、 H_2O 等稳定的氧化物, 叫做完全燃烧。

设在定压下进行完全燃烧, 反应的初始温度为 T_1 , 燃烧反应的定压反应热为 $Q_{p,r}$ 。在绝热的条件下可以认为热量 $Q_{p,r}$ 把燃烧产物从初始温度 T_1 加热到理论燃烧温度 T_2 , 按热力学第一定律 $Q_{p,r} = H_{t_2} - H_{t_1}$, 其中, H_{t_1} 、 H_{t_2} 是反应前后的焓。此式就是计算理论燃烧温度所依据的能量平衡式。如果反应前后是理想气体混合物, 则可制成焓与温度函数关系的图表, 据之可根据 H_{t_1} 求出理论燃烧温度 T_2 。定容下的完全燃烧, 因其无对外做功, 理论燃烧温度略高于定压下的理论燃烧温度。

应当指出, 根据化学平衡理论, 任一化学反应都不可能进行完全, 反应的最大深度是达到化学平衡为止。另外, 燃烧中也难以实现完全绝热, 所以实际上所能达到的绝热燃烧温度总是要低于理论的燃烧温度。

xiang qi ti

理想气体 (ideal gas) 一种理想化的气体, 这种气体, 其分子间没有作用力, 且分子的大小可以忽略不计而如同几何点一样。实际上, 完全的理想气体是不存在的, 不过在平常温度和压力下, 许多简单气体, 如氢、氮、氧等可以视为理想气体, 因为气体在此条件下其分子彼此远离, 分子间相互作用力微弱, 可近似看作零, 又分子间平均距离远大于分子直径, 故分子可视为不具有体积的质点。

理想气体状态方程 根据分子运动理论和对理想气体的假设, 可以导出如下基本方程

$$p = \frac{2}{3} n \frac{m \bar{u}^2}{2} \quad (1)$$

式中 p 为气体压力; n 为分子密度, 即单位体积的分子数 $n = \frac{N}{V}$; $\frac{m \bar{u}^2}{2}$ 为分子的平均平移运动动能, 与热力学温度 T 有直接的联系, 即

$$\frac{2}{3} \frac{m \bar{u}^2}{2} = kT \quad (2)$$

根据式 (1)、式 (2) 可以导出理想气体状态方程

$$pV = NkT$$

式中 V 为气体体积; 对 1 mol 气体而言, $N = 6.022045 \times 10^{23}$, 称为阿伏加德罗 (Avogadro) 常量; $k = 1.380662 \times 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$, 称为玻耳兹曼 (Boltzmann) 常量。 N 和 k 的乘积 $Nk = R$, R 称为通用气体常量, 其值为 $8.314 \text{ J} \cdot (\text{mol} \cdot \text{K})^{-1}$, 它与气体种类无关。

理想气体状态方程最先是由如下两个实验定律综合导出的: 一为玻义耳-马略特 (Boyle-Mariotte) 定律——一定量气体如果温度保持不变, 则气体的体积和压力成反比; 二为盖·吕萨克 (Gay-Lussac) 定律——一定量气体的体积保持不变时, 压力与热力学温度成正比。

理想气体状态方程也可表示为

$$pv = RT$$

式中 v 为气体的比体积; R 为气体常量, 其值视气体种类而不同, $R = \bar{R}/M$, 其中 M 为摩尔质量, $\text{g} \cdot \text{mol}^{-1}$ 。上述理想气体状态方程也称克拉珀龙 (Clapeyron) 方程。

理想气体的内能、焓和比热容 理想气体的内能中只有分子的动能, 而不存在由分子间作用力所产生的位能; 因为分子动能只取决于温度, 故理想气体内能只是温度的函数, 即 $U = U(T)$ 。

另外, 对于理想气体, 其焓为 $h = u + pv = u(T) + RT = h(T)$ 。所以, 理想气体焓也只是温度的函数。

对于理想气体, 根据比热容定义, 可得比定压热容 c_p 和比定容热容 c_v

$$c_v = \left(\frac{\partial u}{\partial T} \right)_v = \frac{du}{dT}$$

$$c_p = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p = \frac{dh}{dT}$$

由以上诸式可以导出比定压热容 c_p 和比定容热容 c_v 之间的关系

$$c_p - c_v = R$$

这就是著名的迈尔 (Mayer) 公式。

di xing bao hu

励磁系统保护 (excitation system protection)

励磁系统中为了保护励磁机、整流变压器、整流元件免遭各种原因引起的过电压、过电流损坏而采取的技术措施。主要是对整流元件的保护。

过电压、过电流产生的原因 励磁系统中产生过电压的主要原因有: ①电力系统中操作断路器而引起的过电压; ②整流元件换相产生的过电压; ③负载入侵过电压, 即发电机在运行中受到较大的扰动时, 在转子励磁绕组上产生的过电压。励磁系统中产生过电流的





主要原因是:①整流桥内某一整流元件击穿短路,使另一完好整流元件流过短路电流;②负载短路;③全控整流桥逆变失败,使整流元件流过较大电流。

整流元件的保护 整流元件的热容量小,短时间的过电压和过电流都可能使整流元件损坏。对整流元件的保护有多种方式。

(1)阻容吸收保护:利用电容器两端电压不能突变而能储存电能的基本特性,可以吸收瞬间浪涌能量而限制过电压。阻容保护一般可抑制瞬变电压不超过某一容许值,作为整流装置交流侧、直流侧及硅元件本身的过电压保护。

(2)浪涌吸收保护:利用硒堆及压敏电阻的非线性特性吸收浪涌电流,抑制整流器输入端的过电压,保护整流器。

(3)负载入侵过电压保护:同步发电机低励磁运行时,如果发生不对称短路,失步或非同步合闸等大的扰动,由于电枢反应,当转子电流企图摆至负的方向并被整流元件截止时,转子绕组内可能感应出很高的正向过电压,威胁整流元件的安全以及转子绕组绝缘。通常在发电机励磁绕组两端装设抑制这类过电压的保护,主要有:①氧化锌压敏电阻,只要其容量足够,作为转子过电压保护是相当简单可靠的,并可作为灭磁电阻;②非线性电阻,金钢砂作的避雷器既可作灭磁电阻,又是整流桥直流侧过电压抑制装置;③固定电阻,其阻值约为绕组直流电阻的数十倍,但正常运行时消耗一部分功率;④整流开关自动投入电阻。

(4)过电流保护:快速熔断器是硅元件的过电流保护;快速过电流继电器对整流桥内部故障、直流侧短路起保护作用。

大容量励磁变压器应设置差动和过流保护,对油浸式变压器还应设置瓦斯保护。

交流励磁机设计裕度较大,运行可靠,一般不另设保护装置。高起始响应的励磁机在励磁调节器中设有专门环节,对其励磁电流进行可靠的限制,以防励磁机过电压危及发电机。

励磁系统电压响应比

励磁系统电压响应比 (excitation system voltage response ratio)

从励磁系统电压响应曲线所确定的输出电压增长率除以额定励磁电压所得之值,是衡量励磁系统动态性能的重要指标,亦称励磁系统标称响应 (excitation system nominal response)。

励磁系统电压响应比是在同步发电机额定工况下,突然强行励磁建立励磁系统顶值电压的条件下确定的。输出电压增长率是在定义时间内的平均值,定义时间除另有规定外,通常采用第一个 0.5 s。

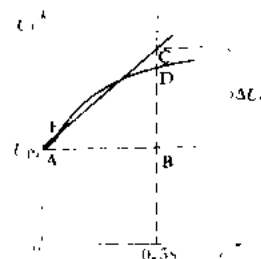
对于旋转励磁机的励磁系统,励磁电压响应曲线如图中 AFD 所示。作直线 AC,使在 0.5 s 时间内,面积 ACB 等于曲线 AFDB 所围成的面积,AC 即为在 0.5 s 定义时间内的输出电压的平均增长线,它的响应比 V_F 为:

$$V_F = \frac{\Delta U_F}{U_N} \cdot \frac{1}{0.5} \text{ s}^{-1}, \text{ 式中 } U_N \text{ 为额定励磁电压}$$

对于自动励磁系统,励磁系统电压响应比与电力系统的扰动形式有关。

确定其响应比时应考虑适当的端电压降低和电流增加。

励磁系统电压响应比涉及机组的造价,目前世界各国尚无统一的指标。中国国家标准规定:100 MW 及以上的透平发电机常规励磁系统电压响应比一般不低于 2 s⁻¹,其他不低于 1.0 s⁻¹。



励磁系统(励磁机)
电压响应曲线

励磁系统顶值电压倍数

励磁系统顶值电压倍数 (excitation system ceiling voltage ratio)

同步发电机的励磁系统在规定条件下能够提供的直流电压最大值与其额定励磁电压之比值。

励磁系统顶值电压越高,电压响应速度也越快,可提高励磁系统的自动调节性能,有利于电力系统的稳定运行,但是考虑到电机的绝缘强度和造价等因素,顶值电压值应受到限制。

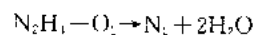
中国国家标准规定励磁系统顶值电压:100 MW 及以上的透平发电机励磁系统顶值电压倍数一般不低于 1.8,50 MW 及以上水轮发电机不低于 2,其他不低于 1.6。

联氨处理

联氨处理 (hydrazine treatment)

锅炉给水添加联氨进行化学除氧的方法。锅炉给水经过热力除氧器除氧后,再进行联氨处理,以进一步降低给水中的残余溶解氧,达到防止热力设备运行中氧腐蚀的目的。

联氨是一种还原剂,特别在碱性溶液中是很强的还原剂,可同水中的溶解氧发生如下反应:



反应产物对热力系统设备无害。联氨也是一种钝化剂,可以用于热力设备停用保护和化学清洗。(见锅炉化学清洗、热力设备停用保护)

世界各国对联氨除氧的效果是肯定的,不仅广泛

用在高压及以上的锅筒锅炉,也用于直流锅炉。联氨除氧的效果与溶液的温度、pH值和联氨的过剩量等有关。对于高压及以上的大型机组,锅炉给水采用全挥发胺处理温度为205~225℃,调整给水pH值为9.0~9.4(加热器为钢管),控制联氨的过剩量为10~30mg/L时,可获得良好的除氧效果,所以联氨常与氨水同时加入给水。

联氨在高温($t > 200^\circ\text{C}$)水中还能还原铁和铜的氧化物,有利于减缓锅炉水冷壁管生成铁垢和铜垢。联氨受热会分解成氨,但联氨的热分解速度远小于它与氧、氧化铁和氧化铜的反应速度,因此,并不影响联氨的除氧和防垢效果。

锅炉给水的联氨加入量,一般按省煤器入口实测的给水联氨量来控制。在处理初期,给水系统金属表面的氧化物也消耗联氨,为此,要多加联氨;当给水中出现较高过剩量时,逐步减少加入量,直至正常。联氨的加入点,一般在高压除氧器出口的给水管上,如加在凝结水泵出口,可减轻低压给水系统的腐蚀,但要增加联氨的消耗量。联氨与氧在低温时的反应速度慢,可采用催化联氨。

联氨有毒,并被怀疑为致癌物质,有的国家在提高给水纯度的前提下已停止使用。但大部分国家采取安全措施后仍在应用。

联氨还具有挥发性,易燃烧,所以在保管、运输和使用时应遵守有关的安全规定。联氨应密封保存在露天仓库或可燃物仓库中。联氨对呼吸系统和皮肤有害,因此要求空气中联氨蒸气量不超过1mg/L,如浓度达到1.7%(按体积计)遇火即燃烧。使用联氨必须有安全措施,储存装置必须密封,设在通风良好并有水源的地方。操作人员必须戴胶皮手套、防护眼镜和口罩等。

联合水处理

(combined water treatment, CWT) 见加氧处理。

联合循环余热锅炉

(heat recovery steam generator for combined cycle) 在联合循环中用于回收燃气轮机的排气余热,借以产生蒸汽的换热设备。通常,由省煤器、蒸发器、过热器、联箱和锅筒(又称汽包)等组成,如图1所示。在有再热的循环中则加设再热器。在省煤器中锅炉给水被预热,升温到接近于饱和温度,在蒸发器中部分给水相变成饱和蒸汽;在过热器中饱和蒸汽被加热成过热蒸汽;在再热器中再热蒸汽被加热到所设定的再热温度。

• 396 •

为了充分利用燃气轮机的排气余热,应尽可能地降低离开余热锅炉时的排气温度。但排气温度将受三个因素的制约,即:①受制于“节点温差”,如图2所示。

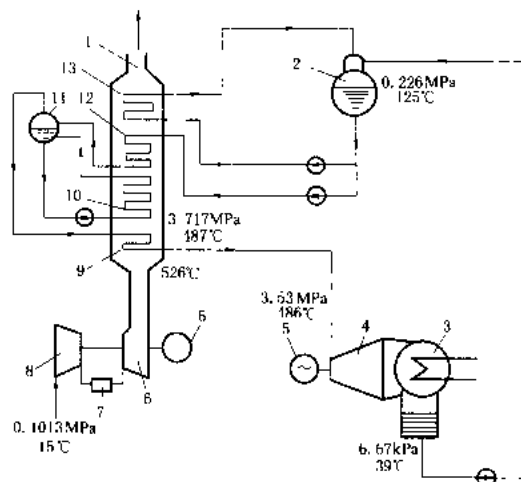


图1 余热锅炉的汽水系统

1—余热锅炉；2—除氧器；3—凝汽器；4—汽轮机；5—发电机；6—燃气透平；7—燃烧室；8—压气机；9—高压过热器；10—高压蒸发器；11—锅筒；12—高压省煤器；13—低压蒸发器

示,它是锅炉给水的饱和蒸发起始点温度 $T_s = T_s$ 与燃气侧排气温度 T_{g2} 之间的温差 Δt_p ,此值越小,排气温度 T_{g2} 就越低,排气余热的利用程度就越高。但 Δt_p 不能等于零,否则余热锅炉的受热面积将增至无穷大。通常, $\Delta t_p = 5 \sim 20^\circ\text{C}$ 。②与余热锅炉中汽水系统的压力级数有关, Δt_p 恒定时,“单压汽水系统”的 T_{s1} 最高;“双压汽水系统”的 T_{s2} 次之;“三压汽水系统”者最低。如图3所示。③受限于排气的酸露点或水露点。在燃用含硫燃料时, T_{g5} 应比酸露点高 10°C ,在燃用无硫燃料时, T_{g5} 则应比水露点高 10°C 。

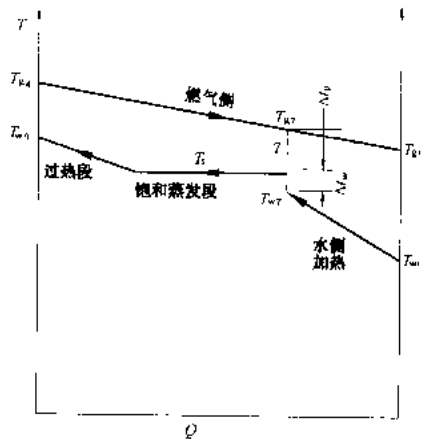


图2 在“单压汽水系统”的余热锅炉中
换热热量 Q 与燃气和汽水温度 T 的关系

余热锅炉的类型 就循环方式言,有自然循环和控制循环之分。在自然循环的余热锅炉中,蒸发器与锅筒之间的水循环是依靠自然循环来完成的,如图4所示。余热锅炉中燃气是水平向流过垂直布置的受热管束,整台锅炉系卧式布局。在控制循环的余热锅炉中,蒸发器与锅筒之间的水循环是依靠循环泵来完成的,如图5所示。余热锅炉中燃气是垂直地流过水平布置的管束,整台锅炉系立式布局。这两种循环方式对余热锅炉的性能等的影响如表1所示。

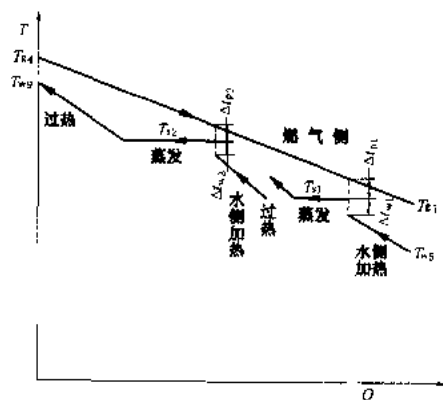


图3 在“双压汽水系统”的余热锅炉中
换热量 Q 与燃气和汽水温度 T 的关系

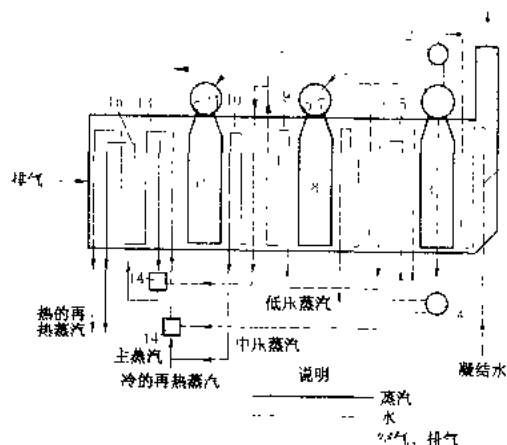


图4 三压有再热的、带整体除氧器的、

自然循环方式的余热锅炉之汽水循环

1—凝结水加热器;2—整体除氧器;3—低压蒸发器;
4—给水泵;5—中压省煤器;6—高压省煤器(第一级);
7—中压锅筒;8—中压蒸发器;9—高压省煤器(第二级);
10—中压过热器;11—高压锅筒;12—高压蒸发器;
13—再热器;14—温度控制器;15—高压过热器

控制循环余热锅炉的优点是:①冷态起动时间约为20~25 min,比自然循环者(25~30 min)略短;②因炉体立式布局,可节省占地面积。

表1 两种循环方式对余热锅炉性能等的影响

变 量	自然循环	控制循环
传热面积	相同	相同
可利用率(均值)(%)	99.90	97.50
水循环的自平衡性	有	有限
循环泵的设置	无	有
外部耗功	无	有泵的耗功
占地面积	较多	较少
钢结构与管道	轻而多	重而少
基础和支撑	轻而多	重而少
安装所需设备	轻	重

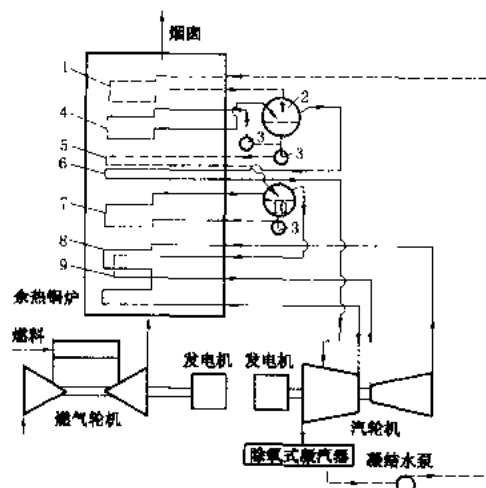


图5 双压有再热循环的、控制
循环方式的余热锅炉之汽水系统

1—低压省煤器;2—低压锅筒;3—循环泵;4—低压蒸发器;5—高压省煤器;6—低压过热器;7—高压蒸发器;8—再热器;9—高压过热器;10—高压锅筒

目前,还有兼备自然循环和控制循环作用的混合型余热锅炉。

此外,余热锅炉有“有补燃方式”和“无补燃方式”之别。前者需要在入口管道部位或余热锅炉内增设补燃装置,借以增大燃气的热负荷,有利于提高蒸汽的参数和容量,它广泛地被用于有供热的联合循环中。通常,在装有高温参数、高效率燃气轮机的联合循环中,已不再使用补燃方式了,因为它反而会导致净热效率的下降。补燃后的燃气温度最高为800~900℃,这样可以使余热锅炉的汽水系统与无补燃者类似,否则炉膛要用水冷壁冷却。目前该温度大多取为750℃左右,以使省煤器的换热处于最佳状态。

热力参数的选择 表2上给出了联合循环中选择汽轮机主要参数的参考规范,它是根据使余热锅炉和汽轮机设计最优化的原则制定的。

表 2 联合循环中汽轮机主要参数的参考规范

循环型式	汽轮机功率(MW)	主蒸汽		再热蒸汽		中压蒸汽		低压蒸汽	
		压力(MPa)	温度(°C)	压力(MPa)	温度(°C)	压力(MPa)	温度(°C)	压力(MPa)	温度(°C)
单压循环	30~200	4.0~7.0	180~540						
双压无再热循环	30~300	5.5~8.5	500~565			0.5~0.8	200~260		
双压再热循环	30~300	9.98	500~565	2.06~2.75	500~565	0.55~0.8	305		
三压无再热循环	40~300	5.85~8.60	520~565			0.69~1.07	270~300	0.17	160~180
三压再热循环	50~300	9.98~14.0	520~565	2.06~2.75	520~565	2.06~2.75	305	0.28	260

注:GE公司规定:当燃气轮机的排气温度达538℃后,才宜选用再热循环,否则再热温度不能达到规定值要求,排气温度低于568℃时,主蒸汽温度应比排气温度低30℃。

鉴于在余热锅炉与汽轮机的连接管道上有压力降和散热损失,因而余热锅炉的蒸汽压力和温度应比表2的建议值略高一些。

变工况特性 余热锅炉的运行有以下特点:①按滑压方式运行。主蒸汽压力首先线性地下降,达到某一合适的最低压力限值后,维持恒压运行。有的机组在80%负荷以上按等压方式运行,随后按滑压方式运行,达合适的最低压力限值后,再按等压方式运行。②蒸汽流量是随燃气轮机功率的降低而减少的,但会随饱和蒸汽压力的降低而略有增大的趋势。③过热蒸汽温度主要随燃气轮机排气温度的下降而降低,受燃气流量和蒸汽压力的影响较小。④从图2、图3可知,余热锅炉中省煤器出口的水温 T_{w2} 总是要低于相应压力下水的饱和温度 T_s ,两者的差值 $\Delta t_w = T_s - T_{w2}$ 称为“接近点温差”。燃气轮机的排气温度 T_g 下降时, Δt_w 会明显地减小,即省煤器出口的水温将逼近饱和水温。这正是与单轴燃气轮机匹配工作的余热锅炉在大气温度较低时,以及在启动和低负荷时,省煤器容易发生部分给水汽化,致使省煤器管壁过热的原因。为了防止这种故障,设计时应取 $\Delta t_w = 5 \sim 20^\circ\text{C}$ 。 Δt_w 受燃气轮机排气流量的影响则不大。⑤启动过程中应防止蒸汽流量和温度变化过于剧烈,以防余热锅炉的部件承受热应力过大,而发生低频的疲劳破坏。⑥机组负荷下降时,余热锅炉的效率也随之降低。

enuo bianyao

联络变压器 (interconnecting transformer)

在升压站中连接两种电压等级母线的变压器。大容量发电机一般采用发电机—双绕组变压器单元接线,以省去价格昂贵的发电机出口断路器。如升压站有两

种电压等级的母线,并有功率交换时,需在升压站增设联络变压器。联络变压器多采用三绕组变压器,其第三绕组可作为平衡绕组消除三次谐波,又可作为厂用电备用电源,或连接限制内部过电压用的并联电抗器等。

高、中压侧的电网为中性点直接(或有效)接地系统时,联络变压器可采用自耦变压器。

交换功率变化频繁而幅度大时,联络变压器的电压降变化也大,联络变压器需配备有载调压装置,以保证升压站两级母线的电压水平。

enuo bianyao

联络变压器保护 (interconnecting transformer relay protection) 连接两种电压等级母线的联络变压器的保护装置。联络变压器可为双绕组、三绕组和自耦变压器。如变压器发生故障或异常运行,将影响电力系统的正常供电或引起变压器损坏,故应装设继电保护装置。

保护内容 ①短路保护。大容量变压器为差动保护,容量较小的变压器可为电流速断保护,保护瞬时动作于变压器各侧断路器跳闸。同时,在变压器各侧装设短路后备保护,可为阻抗保护、复合或负序电流保护或过电流保护装置等。为保证选择性,后备保护以第一较短时限断开本侧断路器,第二延时断开各侧断路器。②接地保护。各侧均装设方向或不带方向的零序电流保护,方向一般指向本侧母线,延时断开该侧断路器,不带方向的延时断开各侧断路器。对自耦变压器,在中性点装设零序电流保护,保护动作断开各侧断路器。如果零序电流保护灵敏度不能满足要求时,也可装设零序电流差动保护。③过负荷保护。保护装在各侧或易过负荷的一、二次侧,延时动作于信号。对自耦变压器在公

用绕组中也装设过负荷保护。④非全相运行保护和失灵保护。装设在 220 kV 及以上的断路器各侧,作为断路器一相或二相断开或断路器失灵时动作断开有关断路器。⑤过激磁保护。对大容量变压器过激磁时断开各侧断路器。⑥非电量保护。装设瓦斯继电器或压力继电器,重瓦斯和压力继电器动作于各侧断路器跳闸,轻瓦斯动作于信号。⑦冷却系统保护。当变压器冷却系统故障或电源消失及变压器冷却介质温度升高到变压器不允许值时保护动作于各侧断路器跳闸。温度异常时则发出信号。

装置型式 大容量变压器多采用微机型保护装置,中小容量变压器可采用集成电路型或电磁继电器构成的保护装置。

联轴器

联轴器 (coupling) 汽轮发电机组中各转子间的连接部件。通常由螺栓连接的两个对轮所组成,故又称靠背轮。联轴器的作用是使各个转子相互连接组成轴系,传递扭矩及轴向推力,以及转子的热膨胀位移等。在多缸汽轮机组中,高、中压缸转子间的联轴器将高压转子产生的扭矩传递给中压转子,在中、低压转子之间的联轴器将高、中压转子产生的扭矩传递给低压转子,在低压转子与发电机转子间的联轴器将高、中压及低压转子产生的扭矩传递给发电机转子。因此从高压至低压联轴器尺寸越来越大。但发电机转子与励磁机转子之间的联轴器是由发电机向励磁机传递扭矩,带动励磁机转动,因此这个联轴器尺寸很小。螺栓是联轴器中关键部件之一。

联轴器根据结构特点分为三种:刚性、半挠性和挠性联轴器。

刚性联轴器 套装转子联轴器的两半分别过盈套装在准备连接的两轴端头上(图1);整锻转子的联轴器则由转子锻件直接车削制成。两半联轴器对准中心后一同铰螺孔,用严密配合的紧固螺栓连接。刚性联轴器传递扭矩的方式有两种,即利用螺栓的挤压和剪切来传递扭矩,和利用联轴器法兰接触面间的摩擦

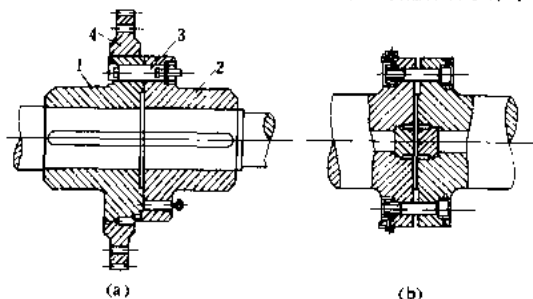


图1 刚性联轴器

1、2 联轴器; 3-螺栓; 4-盘车齿轮

力传递扭矩。刚性联轴器结构简单,加工方便,传递力矩大,在汽轮发电机组中用得最普遍,但对两轴的对中要求较高。

ABB公司的汽轮机采用胀套式联轴器,联轴器的接触面光洁度高,膨胀套内侧的锥形螺栓为锥体状,螺栓与膨胀套紧密相配。汽轮机运转时依靠螺栓剪力和螺栓、膨胀套、螺栓孔间及联轴器间的摩擦力传递扭矩,工作可靠。

半挠性联轴器 是在两半刚性联轴器间加装一个波形节构成(图2)。由于波形节刚度小,不易将一根转子的轴向位移和振动传递给另一根转子,因此对转子的对中要求低,通常用于汽轮机和发电机的连接

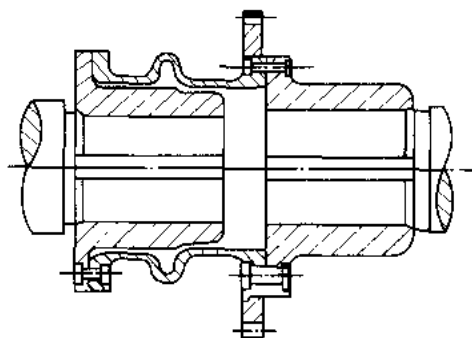


图2 半挠性联轴器

挠性联轴器 见图3。这种联轴器允许转子有单独的轴向位移,允许相连两转子对中有-定的偏差,但传递功率有限,有一定磨损,而且制造复杂。

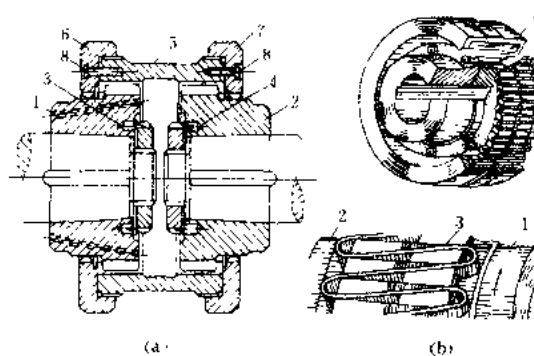


图3 挠性联轴器

(a) 齿式联轴器

1、2 齿轮; 3、4-螺帽; 5 套筒; 6、7 挡环; 8-螺钉

(b) 蛇形弹簧联轴器

1-主动轮; 2 从动轮; 3 蛇形弹簧; 4 外壳

联轴器螺栓 联轴器是轴系中的重要部件,考虑到其连接螺栓可更换,在设计轴系时通常将其作为轴系中的薄弱环节以保护主轴,但强度应能承受电网非正常运行时作用的冲击扭矩。为使刚性联轴器连接螺

栓不轻易扭断所采用的措施,一是采用剪力环,其连接螺栓直径小于螺孔直径,在联轴器结合面部位的螺孔与螺孔间加一环状金属圆套称为剪力环,其功能是增加承受扭矩能力,并当联轴器受到非正常扭矩冲击时,剪力环比螺栓先损坏(图4);二是设计的连接螺栓要有足够预紧力,以加大联轴器接合面摩擦力,增加靠联轴器结合面传递扭矩的能力。

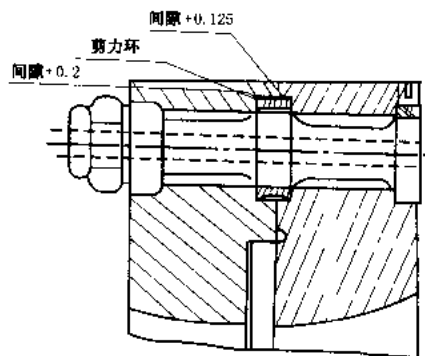


图4 带有剪力环的刚性联轴器

联轴器螺栓孔为铰制,与螺栓配合为H7/K6过度配合,螺栓材料为35CrMoA、25Cr2MoV及25Cr1MoV,螺母材料比螺栓低一级。

liangqi xunhuan

两汽循环 (binary vapor cycle) 两种蒸汽联合运行的叠置热力循环,其目的在于借助两种工质性质的不同,实现高温限等温吸热过程和低温限等温放热过程,从而提高循环效率。

在给定的上限温度和下限温度之间,卡诺循环效率最高。能否方便地使蒸汽动力循环尽量接近这两个温度限间的卡诺循环,在很大程度上取决于工质的热力性质。理想的工质性质应是:①临界温度远高于上限温度,使工质能在上限温度下处于相变区进行等温等压吸热,压力值应适中,以避免动力装置在过高的压力下运转;②在下限温度时,工质的饱和压力不宜太低,以避免凝汽器内真空度过高;③在上限温度及下限温度时,工质的汽化热要大,而液体比热容要小。完全符合上述要求的工质很难找到,但几种工质配合,相互取长补短而接近上述要求还是可能的。

两汽循环的想法有很高的理论价值,如能发现性质优异的工质,就可大幅度地提高循环效率,整个装置也不复杂。单从临界温度和汽化压力来说,水银和水是匹配尚好的一对工质,人们已经对它做了理论计算并已建立了试验装置。在此装置中,以水银为工质的兰金循环在525℃的温度下等温等压地蒸发从高温热源吸热,并在一个适当的中间温度下等温等压地凝结,它所

放出的热量借以提供给以水蒸气为工质的兰金循环,作为后者的热源。以水蒸气为工质的兰金循环则在30℃的温度下向低温热源放热。试验表明,高温上限为525℃时的热效率可达45%。

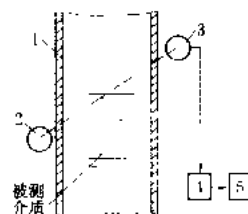
当然,对于工业实用,水银绝不是理想工质,因为除了热力性质外,还要求工质的传热性质好、价廉、丰富、无毒、化学稳定等,对这些要求,水银很多都不能满足。

liuwei ceshi

料位检测 (material level measurement)

对储仓中固体块料或粉料表面位置的测量,以了解储仓中所储物质的数量。火力发电厂中需要检测原煤斗及煤粉仓中煤块和煤粉的位置。以往多采用简单的重锤探测式料位计来检测料位,现在则采用自动重锤探测式料位计、核辐射式料位计和超声波料位计来检测料位。

自动重锤探测式料位计 它由伺服电机、悬有重锤的钢丝绳、料位发信装置以及带微机的显示仪表所组成。起动后,微机发出降锤信号,伺服电机转动放下重锤,当重锤碰到料面后,发信器发出信号给微机,使重锤停止下降并发出升锤信号,电机反转使重锤上升,并发出料位信号值给显示仪表。重锤升至仓顶后电机停转,经一段延时后再重复上述动作。显示仪表上还有料位上、下限报警发信等装置。



核辐射式物位仪表的组成示意图

1 容器; 2 核辐射源;
3 探测器; 4 电子转移单元; 5 指示单元

核辐射式料位计 测量系统如图示。储仓下侧装有γ射线辐射源,储仓上侧装有γ射线接收器,随着料面高度变化,γ射线穿过料层后的强度也不同,接收器检测出射入的γ射线强度并通过显示仪表显示出料位高度。

超声波式料位计 储仓顶部对着料面装有超声波发生器及接收器。发生器发出的超声波经空气层射至料面后就被反射,一部分反射被接收器所接收。由超声波发射至接收所经历的时间乘以声速就可计算出料位高度。由于空气温度高低会影响声波的传播速度,因此还需测量空气温度以修正声速。超声波料位计适合于测量粒度较大的块料料位。

参考书目

《工业自动化仪表手册》编辑委员会,工业自动化仪表手册,北京:机械工业出版社,1987

crack depth measurement

裂纹深度测量 (crack depth measurement)

测量构件中裂纹深度、侵入角等有关参量的无损检测技术。当构件表面发现裂纹,能迅速、准确测定其深度和侵入角度,对评价构件使用可靠性等具有重要意义。裂纹深度测量可用普通的超声波探伤法,但对较浅的裂纹尚有困难。也可用构件表面磁化后测量裂纹漏磁的办法(即漏磁场法),或用构件表面通电,测量因裂纹深度影响构件表面电位分布的方法(电位法),还可以用涡流线圈测量(因裂纹深度影响涡流大小)的方法(涡流法)。这些方法大多要采用与构件同材质且具有各种深度裂纹的试样对照比较。通常认为电位法较简单易行,并有可能通过计算实现定量测量。

图1示出直流电位法测量裂纹深度的原理。四个直线排列电极以一定形式置于被测构件的表面。外侧两个电极接到直流电源上,使其通过一定电流,在中间的两个电极上,可得到微弱的电位差。这一电位差受多种因素影响,当消除、补偿了其他因素的影响后,它是裂纹深度的函数。

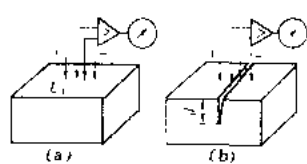


图1 直流电位法
测量裂纹深度
(a) 无裂纹; (b) 有裂纹

在正常情况下都假设裂纹与工件表面垂直。实际上,往往裂纹以一定角度倾斜侵入工件。例如重皮被误判为裂纹,将对部件的使用和处理带来不必要的经济损失。测量裂纹倾角方法如图2所示。当探头分别置于裂纹的两侧(紧靠裂纹边缘且与裂纹平行),若裂纹垂直侵入,测得两电位差 u_1 、 u_2 相等;若裂纹向一方倾斜,测得两个电位差值就会随倾斜程度有一定差异,如 $u_1 > u_2$,则裂纹斜向为测得电位差值大的一方,据此,就可以测定裂纹的倾斜方向及倾角。

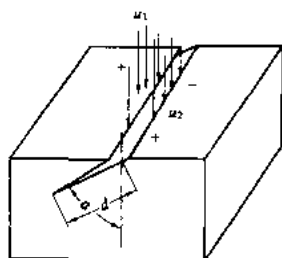


图2 测量裂纹
倾角原理图

near critical point

临界态换热 (heat transfer near the critical point)

工质的压力超过或接近临界压力,工质温度高于或接近于临界温度时的对流换热。超临界或近临界状态的特点是,工质的热物性参数随着温度的变化发生特别明显的非单调的变化,并与压力的变化

有关。其中比定压热容 c_p 的变化尤为剧烈,它可能变化好几倍并且有极大值,这就导致普朗特数 Pr 发生很大的变化并且具有极大值。在压力保持不变时,比定压热容为极大值所对应的温度称为假临界温度。另一个特点是,在超临界状态下,由液相过渡到气相是连续进行的,热物性的变化没有液、气相共存时所具有的突变与不连续的特性。因此,可以把超临界状态下的换热当作单相介质的换热,然而必须考虑工质热物性明显变化的特点。只有在换热温差极小时,物性参数的变化才不突出,对流换热系数仍可按一般单相介质的经验关联式计算,但随着温差的增大,这种计算会导致超出允许范围的偏差。

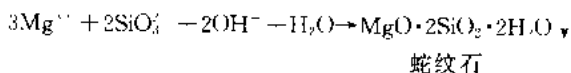
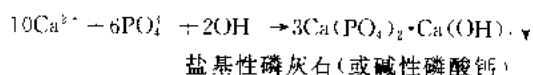
当雷诺数 Re 大于 10^4 时,不论是水平管还是垂直管内,都会发生换热的弱化现象。在某些实验中,也发现对流换热系数增大的情形,并可能伴随有很大的压力波动。在紊流换热的实验研究中还发现,物质密度的显著变化会引起热重力对流和热加速流动。尽管在理论和实验方面做了不少研究工作,由于上述特点,即使应用所有的资料也难概括出简单实用的计算式。对这一问题的研究,目前仍在继续深化。

phosphate treatment

磷酸盐处理 (phosphate treatment)

在锅水中添加磷酸盐使给水带入的硬度盐类转化成易排除的软渣从而防止锅炉炉管内结垢的技术,是锅筒锅炉广泛应用的锅内水处理方法之一。

在碱性锅水中加入磷酸盐,可与钙、镁盐类形成盐基性磷灰石与蛇纹石水渣悬浮体,通过锅炉连续排污而除去。其反应为



1927年首次提出在锅水处理中使用磷酸盐。在以软化水作为补给水的中低压锅炉中,为了避免在锅炉水冷壁管内形成磷酸钙垢和络合硅垢并减小 SiO_2 的挥发,加入氢氧化钠和磷酸盐,维持锅水pH值在11~12。

随着锅炉参数的不断提高,出现了磷酸盐“暂时消失”现象,即在磷酸盐正常加入的条件下,锅水中的磷酸盐随负荷升高而消失。随负荷降低而大量溶出。为了解决磷酸盐“暂时消失”问题和防止锅内形成磷酸铁垢,提出了降低磷酸盐含量的措施。

随后发现大面积的炉管苛性腐蚀与锅水高pH值有关,为了消除苛性腐蚀,提出了仅用磷酸二钠(Na_2PO_3)维持锅水碱度和控制pH值9以上的协调磷酸盐/pH控制法。

尽管采用了协调磷酸盐/pH控制法以及提高了补给水的质量,高压锅炉的苛性腐蚀依然存在。研究发现,纯磷酸盐溶液会产生游离NaOH,游离NaOH在锅炉的高热负荷区的沉积物下或缝隙中浓缩造成炉管苛性腐蚀。于是提出了协调磷酸盐处理法或称为等成分磷酸盐处理法,即用混合的 Na_3PO_4 和 Na_2HPO_4 抑制游离NaOH的生成。该方法通过改变两种药剂的混合比例(用 $\text{Na}^+/\text{PO}_4^{3-}$ 摩尔比表示, $\text{Na}^+/\text{PO}_4^{3-}$ 比为2.3~2.8),对锅水的pH值(8.8~9.5)和磷酸根(PO_4^{3-})的剩余量进行协调控制,既防止产生游离NaOH,又可中和给水带入的酸性物质。该方法在中、高压及至超高压锅炉中得到了广泛的应用。

20世纪80年代,随着锅炉补给水改为除盐水,给水的纯度越来越高。尤其是机组参与调峰运行工况,锅炉负荷波动,机组起停频繁,磷酸盐“暂时消失”带来的问题较为突出,许多锅炉很难在协调磷酸盐处理要求的控制规范内稳定运行,由磷酸盐引起的腐蚀问题如门槽腐蚀、氢脆爆管和腐蚀疲劳已经危及锅炉的安全运行。研究发现,磷酸盐发生“暂时消失”的实质是磷酸盐与过渡金属氧化物的高温可逆反应。磷酸盐随负荷变化而“消失”或“返回”的现象是因为磷酸盐与氧化铁反应时, Na^+ 和 PO_4^{3-} 随温度高低的变化发生了不等量的沉积和再溶解,以至锅水pH值和磷酸根含量超出了控制的范围,并使锅炉炉管不断遭受腐蚀。为解决上述问题,平衡磷酸盐处理法于80年代末应运而生。

平衡磷酸盐处理法的控制指标为:保持锅水的游离NaOH 1mg/L (因为磷酸盐腐蚀属于酸性腐蚀);平衡磷酸盐浓度为 $0\sim 2.4\text{mg/L}$;pH值为8.8~9.6; $\text{Na}^+/\text{PO}_4^{3-}$ 大于3。该方法的要点是使加入锅水中的 PO_4^{3-} 的量除了要满足与凝汽器泄漏的硬度盐类反应所需要的量外,还要使沉积物下 PO_4^{3-} 的浓度不超过与氧化物反应的临界浓度。这个平衡点与锅炉的结构、燃烧工况、沉积物的厚度和磷酸盐的加入量有关,只能通过试验加以确定。

“Zero”paitong

“零”排放 (zero discharge) 指没有污水排放的闭路循环用水系统。闭路循环是通过提高水的复用率来控制废水的排放,以减轻环境的污染。它是在一个工段或一个车间或一个工厂,甚至在一个地区组成一个用水的闭路循环系统,把系统内生产过程中所产生的废水,经过适当处理,全部或大部分回到原来的生产过程或其他生产过程中重新使用,很小部分排污。如在废水处理系统中使排污水进一步处理并回收,则可完全不向系统外排放废水。闭路循环系统的水量平衡

关系(见图1)为: $Q_c + Q_l = Q_r + Q_m$; $Q_d = Q_r + Q_b$; $Q_r = Q_c + Q_b$,式中 Q_m 为补充水量; Q_l 为损失水量; Q_r 为重复利用水量; Q_d 为排水量; Q_b 为排污水量

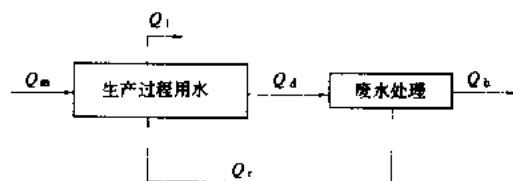


图1 闭路循环系统的水量平衡

“零”排放就是在上述闭路循环用水方式的基础上发展起来的。在“零”排放系统中要求不向环境排出污水,即 $Q_b \approx 0$ 。为此系统中采用的废水处理程度要求高,使处理后的水可以全部回用。其水量关系(见图2)为: $Q_c \approx Q_r$; $Q_m \approx Q_l$; $Q_b \approx 0$ 。

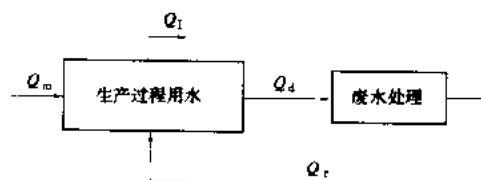


图2 “零”排放的水量平衡

火力发电厂采用零排放技术,因所花费用较高,一般只使用在地区环境要求严格、不允许电厂有废水排放的场合。在作零排放规划或设计时,首先要对电厂的用水、排水进行水量平衡计算,采取措施尽量减少废水量,能重复利用的废水尽量利用,对于剩余的确实不能回收的废水,再用阳光蒸发池或其他蒸发装置,使其浓缩成为固体废物。

例如在带冷却塔的二次循环电厂中,最大量的废水为冷却塔排污,为了减少冷却塔排污,可以采用各种冷却水处理法,例如补给水离子交换、石灰处理以及旁路处理等方法,将循环倍率提高到1~5倍。经处理,冷却塔排污水量减少,但含盐量增高。它还可用于水力除灰系统的冲灰、冲渣,或干除灰系统的干灰湿润用水,煤场或输煤系统的喷洒用水等;或将其通过反渗透、电渗析等处理进一步回收再利用,使排污水再次浓缩。为了达到零排放,最终,可将此少量浓缩水经过蒸发装置、喷射干燥器或盐水结晶器等制成干饼,储存、覆土和植树,完全达到零排放。在下热地区,也可采用阳光曝晒池,使少量浓缩水自然蒸发成干饼。

目前,工业发达国家,如美国,采用“零”排放系统较多。合理的处理工艺,一般应根据电厂所采用的工艺、所处的地理位置,通过技术经济比较进行抉择。中国火电厂“零”排放技术的采用尚处于起步阶段。

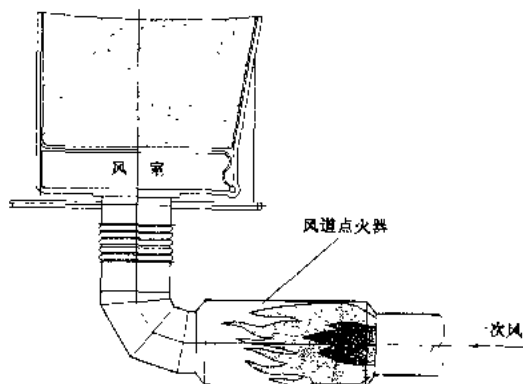
liuhuachuang guolu dianhua zhuangzhi

流化床锅炉点火装置 (warm up facility for FBC boilers)

为流化床锅炉(包括鼓泡流化床锅炉和循环流化床锅炉)启动提供热源,将点火床料(灰渣或河沙)加热并引燃给煤,使之正常燃烧的加热设备。主要功能为:①将床料从室温加热至煤流化着火所需的最低的温度(450~700℃,依煤种着火特性而异);②在点火启动(或转为停运)期间控制锅炉炉内温度梯度,使炉内耐火材料匀速升温(或降温),以减小其热应力;③锅炉给煤临时中断时,短时间维持锅炉部分负荷。

根据流化床锅炉的点火方式,点火装置分为床下加热点火装置和床上点火装置,一般均采用柴油或天然气作为燃料,配备油枪、配风器、点火器、火焰监测保护和热工监控装置及辅助系统设备。

床下加热点火装置 又称风道燃烧器(duct burner),见图,主要由燃烧器和燃烧室构成,与锅炉一次风道串联或并联布置,燃油产生的高温烟气在燃烧室尾段与一次风混合为~500℃的加热介质,经风室和炉底布风装置进入炉膛,流化加热床料。当流化床锅炉点火启动时,一般总是最先投运风道燃烧器。



风道燃烧器示意图

床上点火装置 除考虑火焰射流刚度和角度、加热均匀性、防磨、防堵等因素之外,与常规燃油炉油燃烧器的型式很接近。其喷口在炉膛下部沿周布置,距布风板一般为2.5m左右,燃油产生的高温烟气直接加热点火床料,并引燃给煤。在燃用低挥发分难燃煤种时,有些锅炉还加设床内燃烧器(bed lance 床枪),以进一步提高床温,使给煤顺利着火燃烧。床枪一般在点火料层温度 $\geq 500^{\circ}\text{C}$ 时投运,其喷口标高距布风板约为0.5m左右。

在设计时,上述流化床锅炉各种点火装置的台数及布置依锅炉的热功率和总体设计而定,各点火装置

的总热功率通常为锅炉MCR的30%或略高些。

早期的流化床锅炉采用床上点火方式启动,锅炉仅布置床上点火装置。这种点火方式存在燃油热量利用率低、点火过程不易控制等缺点。目前,流化床锅炉一般采用床上、床下或联合加热的方式点火启动。若锅炉风室前布置风道燃烧器,炉膛内布置床上点火装置,点火过程可根据锅炉温升情况准确控制,点火成功率很高。

liuhuachuang guolu meide zhibei xitong

流化床锅炉煤的制备系统 (coal handling system for FBC boiler)

为流化床锅炉制备具有一定粒度和相应级配的人炉煤的设备组合。根据入厂煤的物理特性,系统中常设置1~2级碎煤机和煤筛。电厂的人厂煤粒度一般在200~300mm左右,一般需设置两级碎煤机,第一级碎煤机的出料粒度在30~50mm左右,第二级碎煤机的出料粒度在1~7mm左右,同时要根据燃用煤种的不同满足相应的粒度级配要求。

由于第二级碎煤机的出料粒度直接影响到锅炉的效率,故第二级碎煤机的选型是系统的关键。第二级碎煤机的类型,从控制出料粒度来分,有可调型和不可调型两种。可调型如双辊式碎煤机和不带底算的可逆锤击式碎煤机,是分别通过调整两辊间距和锤击板与锤头间距来适应不同的出料粒度的。不可调型如带底算的碎煤机,因底算在出厂时已一次确定,底算的开孔尺寸一般在12mm左右,对水分稍大的煤适应性较差。从碎煤机转子的转速来分,有高速型和低速型两种。高速型的如锤击式碎煤机是以锤击破碎原理为主,生产效率较高,对铁件以外的杂物敏感性不大,但破碎过程中易产生粒度过细的煤,鼓风量较大,粉尘大,对环境污染较大。低速型的如双辊式碎煤机,其破碎原理为碾压,在破碎过程中不易产生粒度过细的煤,鼓风量较少,粉尘小,对环境污染较小,但辊子的磨损快,适用于出力不大的情况;当煤中含有铁件、矸石等难碎杂物时,易因碎煤机的自我保护而产生过粗粒度的煤。过粗和过细粒度的煤对循环流化床的底渣含碳量和飞灰量都有影响。

对表面水分较大的煤,为避免碎煤、给煤设施及煤仓内的黏结,第二级碎煤机可采用通风式的,利用热风或抽炉烟进行适当干燥。

该系统中的煤筛一般设在第一、二级碎煤机之间,应根据具体煤质情况慎重选择煤筛类型。

制备好的符合入炉粒度要求的燃煤经输送系统进入炉前储煤仓储存备用。储煤仓的煤经重力计量式给煤机送入炉膛。

li. huachuang guolu tiaoshi

流化床锅炉调试 (commissioning of fluidized bed boiler)

流化床锅炉具有能使煤颗粒物料在炉内湍流扰动与热烟气接触强烈的床体,使未燃尽的煤颗粒逸出炉膛后在烟气中分离送至炉内再次参与燃烧的捕集返料装置,及炉底灰渣排出的冷渣输送设备。为此该炉除和煤粉燃烧锅炉有大体相同的调试程序、项目之外还有一些独特的调试内容,主要为冷态通风试验,烘炉,试运调整。

冷态通风试验 锅炉在冷状态下模拟热态运行进行炉内通风,检查各部分空气流通情况,判断炉膛空气动力工况是否良好,为流化床燃烧提供参考数据。试验项目有:①布风装置检查:对风帽式或密孔板式的布风装置进行外观检查,其伸出高度、垂直度、分布状况应符合设计要求。进行通风检查风帽或密孔板小孔的通气状况,要求堵塞的小孔数量在1%以下,对返料装置中的通风孔也需同样检查。②测风量元件标定:为了做好炉内流化床气流及燃烧调整时的风量控制,在流化床锅炉的一、二次风的各路管道内,布置了各种型号的非标准测风元件,但往往受到元件前后直管段长度的局限和制造、安装或变送器的误差,以及传压仪表管路、接头等处的泄漏,引起测得风量的偏差。为此应采用标准测速管在常用的风量范围内对其进行核对,求得测量元件的差压修正系数。③炉内通风测量:起动引风机,一、二次风机和高压密封风机,以各风量保持和热态相等的动量比为模拟条件,测定床体布风板、烟道、分离器、返料装置等部位的通风阻力,供热态运行参考。其中布风板的阻力通常为热态加床料后整个床层的25%~30%。新设计的炉型在首次采用时,宜用风速测量仪测定布风板上方各部位的风速、进行通风均匀性的确认。

烘炉 通过炉内缓慢升温,将炉墙、分离器、烟道及返回装置等部位的耐火防腐浇注料及保温材料中的水分逐渐蒸发直至烘干,防止水分急剧蒸发造成裂缝、剥落损坏。升温及保温的方式及速率应遵照浇注材料厂提供的资料要求进行。通常可分两阶段加热。第一阶段为低温。采用邻炉的热风、热烟气送入炉内或用炉内辅助蒸汽加热锅水,更常用的方法是启用自身的油(气)燃烧器加热,至炉膛出口烟温达300℃左右。第二阶段为高温。在配合机组起动并网带低负荷时进行油煤混烧方式,使炉膛出口烟温逐渐升至650℃左右后烘炉结束。必须要注意的是采用自身燃烧器点火加热前,应首先将敷设在燃烧器周围的耐火材料烘干,此外,在烘炉的同时应维持正常的锅水循环、汽水品质监督和锅内加药工作。

试运调整 流化床锅炉冷态起点火大都采用油

(气)燃烧器,分床上和床下两种方式,后者对加热床温的热量利用效率更高一些。当床温提高到投煤运行所需的最低温度水平600℃左右时可开始投煤。随着技术水平不断提高,各种炉型、床体结构的变化发展,对于床温、风量、床层高度、差压、燃料粒度和返料量等参数的控制是有差异的,这些都是试运调整中需探索的关键指标。调整要点一般有:①初次加填床料可采用邻炉的排渣或砂,最大粒度控制在8mm以下的各种粒径的配比,料层厚度在600mm左右,即在流态化的状况下床体阻力保持为4.5~5.5kPa,占炉膛总压降的20%~25%为宜,料层太厚,加热不易均匀,加热时间增长、阻力损失增加,太薄会引起布风不均,导致结焦。②初点火阶段应对床面一次风量进行摸索,使物料处于微流化状态。过大的一次风量对着火的稳定性和床温的升高是不利的。当床温加热到500℃左右后可缓慢增大风量,使床层达到稳定流化状态。③在床温达到600℃左右时可开始少量给煤,随着煤量增加,点火油(气)量相应减少,当床温达750~800℃时可停用点火燃烧器。④改变总风量及一、二次风的配比,可使床温和炉膛出口烟温明显变化,进而又影响到蒸汽温度的高低,为此需作调整试验。通常,在额定负荷下炉膛出口过量空气系数宜保持在1.15~1.20,一、二次风比例为1:6左右,床温及炉膛出口烟温应控制在900℃左右,过高的温度将发生结渣。⑤床层过高或过低都会影响流化质量,甚至造成结渣,通常以采用控制流化床的压力为依据,进行冷渣机排渣速度的调节和给煤量的变化、底渣占燃料灰分的份额与床层高度间的协调平衡,需在不同的负荷下由试验测量确定。⑥当床温稳定在850~900℃的水平上可开始逐步增加返料量,然而返料量的变化也会影响到床温的变化,加上返料装置通风量的改变对炉内工况均有一定的影响,也同样要经过调试摸索。⑦首次起动过程中应对整台锅炉的膨胀予以重视,尤其是膨胀状况较为复杂的高温分离器和返料装置必须处于无阻碍的状态下。⑧在冷态起动过程中,非但要注意到承压部件的金属壁温上升速度及汽包上下壁温差限制,还要顾及到耐火防腐浇注料的温升速度不应超过60~80℃/h,防止热应力过大造成大面积的裂纹和剥落,为此从冷态到满负荷运行大约需要10~12h,为了可靠,有些制造厂规定在床温500℃前炉膛升温速度不大于28℃/h,以后允许提高到不大于56℃/h。⑨对燃用高硫分的煤时,在床内添加适量的石灰石或白云石粉末可进行简便的脱硫,是流化床锅炉实现煤的清洁燃烧的优点之一。只有当锅炉运行工况调试稳定后才能进行石灰石或白云石添加剂的逐渐送入。添加剂的加入量、粒度大小等因素对脱硫的效果有较大的影响,需通过试验,测

定烟气中 SO_2 的排放量来确定。

liúhuàchuáng ránshāo

流化床燃烧 (fluidized-bed combustion, FBC) 见流化床燃烧技术。

liúhuàchuáng ránshāo jìshù

流化床燃烧技术 (fluidized bed combustion technology) 利用气固两相流化床工艺实现固体燃料燃烧的技术。它是为解决煤燃烧导致的 SO_2 及 NO_x 排放问题及低热值燃料的燃烧问题而开发出来的一种新型燃烧技术。流化床燃烧工艺一般控制炉膛温度在 $800\sim 950^\circ\text{C}$ (加脱硫剂时) 或 $900\sim 1050^\circ\text{C}$ (不考虑脱硫时), 因此, 与其他燃烧方式相比较, 流化床燃烧属于低温燃烧工艺。在这个温度范围内, 燃料颗粒的燃烧反应速度不仅受控于氧的分压及其扩散条件, 而且更加受控于床温因素, 即化学动力学条件。

流化床燃烧技术的分类 依采用的流化状态不同, 目前常用的流化床燃烧方式可分为鼓泡流化床燃烧 (BFBC) 和循环流化床燃烧 (CFBC) 两大类。采用这两种燃烧方式的锅炉分别叫做鼓泡流化床锅炉 (BFBB) 和循环流化床锅炉 (CFBB)。由于燃烧及传热性能等条件的限制, 鼓泡床多只限于小容量锅炉采用, 而循环床锅炉则不断向大容量发展。至 20 世纪末, 已运行的最大机组电功率为 250MW。

前向所述都是指在大气压力下工作的工艺技术和锅炉设备。它们有时被称作常压鼓泡床 (ABFB) 和常压循环床 (ACFB), 以区别于增压流化床燃烧 (PFBC)。后者是指在几个或十几个大气压下工作的流化床燃烧工艺; 它也有鼓泡床 (PBFB) 和循环床 (PCFB) 之分, 输入热功率为 200MW 的增压鼓泡床锅炉已经商业运行 (与增压流化床联合循环配套); 增压循环床锅炉正在研制。

流化床燃烧的技术特点 各种流化床燃烧方式的技术特点如下表。

各种燃煤流化床燃烧方式的技术特点

流化床类别	ABFB	ACFB	PBFB	PCFB
燃料粒径	见图 1			
煤种变化适应性 ^①	好	优于 ABFB	好	
静止床层高度 (m)	0.5~0.8	0.7~1.0	1.5~2	
空床流化风速 (m/s)	最大 3~4.5	最大 1~6	最大 ~1	2.5~3.5
炉膛底部流化床形态	鼓泡床	湍流床/低负荷可能转为鼓泡床	介于 ABFB 和 ACFB 之间	强湍流床
炉膛上部流动形态	稀相气力输送	细密快速床		
炉膛底部埋管受热面有/无	必须有, 磨损严重	可以不设	必须有, 但磨损轻微	可以不设
结煤点数	多	>	少	更少
床上二次风率 (%)	~15	~40	0	30~40
飞灰/循环灰循环倍率	一般 <1	高温灰 20~40 中温灰 10~20	无	
灰燃尽度	较差	好	好	好
最低负荷率 (%)	~33	30	30	
脱硫率 (%)	~80 ($\text{Ca/S} \approx 2$)	~90 ($\text{Ca/S} \approx 2.2$)	>90 ($\text{Ca/S} \approx 2$)	
NO_x 排放浓度 (mg/m^3) (标)	一般 < 300	一般 < 150	140~280	一般 < 100
炉膛及燃烧系统结构	简单	较大、复杂	体积大为缩小	

① 一般破碎到筛网孔径 6mm 至 15mm 全部通过, 依煤种及其含灰分而定, 大致如图所示; 图中给出了适宜的粒度分布, 增压流化床燃煤粒径宜取低值。

② 因流化床燃烧温度低于煤灰开始变形温度 (DT), 故正常运行无炉膛结渣之虞。

流化床燃烧的 N_2O 排放问题 流化床燃烧尤其是循环流化床燃烧的环境性能明显优于常规煤粉燃烧方式,唯有烟气中排放的有害气体氧化亚氮(N_2O ,俗称“笑气”)浓度较高于常规燃烧方式。根据国外资料及国内 100 MW 级实炉测定,ACFB 锅炉 N_2O 排放浓度约为 100 mg/m^3 (标);它可能与燃料种类、炉型、脱硫剂 Ca/S 比及脱 NO_x 用的氨基物剂量等因素有关。相比之下,煤粉燃烧锅炉的 N_2O 平均为 15 mg/m^3 (标)左右。

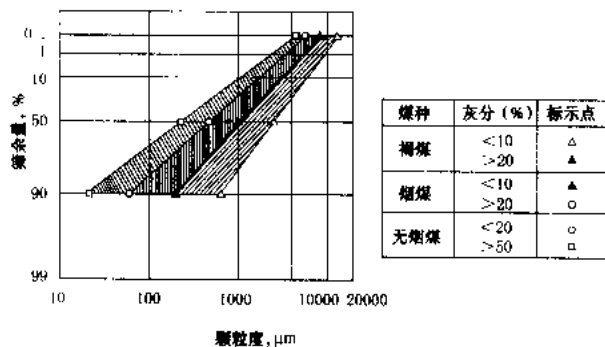


图1 流化床锅炉推荐的入炉煤颗粒尺寸分布

流化床燃烧 N_2O 排放量偏大的主要原因与其生成机理有关。煤在燃烧初期先析出挥发物,其中含有氨基物和氰化物;它们大致在 $700 \sim 900^\circ\text{C}$ 之间会被氧化生成 N_2O 。流化床燃烧控制温度多在此范围之内。而当温度超过 900°C , N_2O 会被还原成 N_2 ,或兼有其他反应,因而其浓度逐渐下降。这即是温度水平较高的煤粉燃烧方式产生 N_2O 甚低的原因。实测显示,采用适当提高流化床燃烧温度,或在炉膛出口部位再组织局部高温燃烧等措施,可以有效降低其 N_2O 排放浓度,使之与煤粉炉的排放水平接近。最佳措施尚待研究开发。

流量检测

(flow measurement) 测量单位时间内流过管道或明渠某一截面流体量。这一流体量可以用流体体积或质量来表示,分别称之为体积流量 Q 和质量流量 q_m 。常用的流量检测方法可归纳为容积法、流速法和质量流量法等。

容积式流量计 流体以固定体积从流量计中逐次排放流出,对排放次数累计就可测得流过总量,测量排放频率即可测得体积流量。工业上常用的有椭圆齿轮流量计、腰轮流量计等。特点是精确度高,流动状态对测量的影响较小,适宜于测量黏性液体总量。

椭圆齿轮流量计 在计量室内装有一对相互啮合的椭圆柱齿轮。在进出口差压作用下产生交替相互驱动,并各自绕轴作非匀角速度旋转,被测液体就通过椭

圆柱齿轮和计量室之间的新月型空腔一份接一份地排出。

腰轮流量计 在计量室内装有一对腰轮,在进出口差压作用下旋转,并通过同轴驱动齿轮交替相互驱动,一份份排出腰轮与计量室之间空腔中的被测液体也称为罗茨流量计。

速度式流量计 通过与恒定截面上的平均流速有关量的测量来显示体积流量。涡轮流量计、均速管流量计、漩涡流量计、节流式流量计和超声波流量计、电磁流量计等均属此类。流体在管道截面上的流速分布对其精确度影响很大,因此要求流量计前后有较长的直管段。

涡轮流量计 当被测流体通过时,冲击涡轮叶片,使涡轮旋转,在一定流量范围内和一定的流体黏度下,涡轮转速与流体流速成正比,通过检测涡轮转动频率来显示体积流量。它具有体积小,精确度高及响应灵敏等特点。

漩涡流量计 在流体中放置一个有对称形式的非流线型柱体(如三角柱、圆柱),在柱体下游两侧就会交替出现漩涡。在一定流量范围内漩涡释放频率与流速和流量成正比。漩涡频率检测方式有热式、应变式和压电式等,其特点是测量范围宽、压力损失小、安装方便,特别适合于大流量测量。

均速管流量计 其测量管迎流面上有4个全压检出孔,取得流动截面上平均全压,测量管背面取压孔取得流动背压,用平均全压和背压之差来测量流动截面上的平均流速和体积流量。其特点是压损小,安装维护方便,适用于测量大管径流量。

超声流量计 在流体中超声波顺流与逆流传播的视在速度之差与流体流速有关,可以用时差法、相关法或频差法测出超声波传播速度差来显示容积流量。这是近期发展迅速的一种流量检测技术,特别适用于大管径流量测量、含固体颗粒两相流测量、河道流量测量等。

电磁流量计 内衬绝缘材料的非磁性管道两侧,设置一对磁极,当导电液体在管内流动时,流体切割磁力线,并在与磁场和管道轴线相垂直的管壁电极上产生感应电动势,它与截面上的平均流速成正比。测量感应电动势大小就可求得体积流量。其特点是测量范围宽,压力损失小,使用寿命长,适合于导电液体及浆液流量测量,也可用于双向流的流量测量。

节流式流量计 在管道中设置使流体流束收缩的节流件,如孔板、喷嘴和文丘里管等,测量节流件两侧与流量平方成正比的差压值,就可求得流量。流量测量用的节流装置有几种型式已标准化,只要按标准进行加工和安装,就可得到流量与差压之间的刻度关系,无需个别校验与分度。节流式流量计结构简单,使用寿命

长,能在高温、高压下工作,是目前工业上使用最多的流量计。但它的测量范围小(量程比为3:1),安装要求严格,压力损失较大,刻度为非线性。

质量流量计 仪表输出信号直接代表单位时间流过的流体质量,而与流体成分、参数无关,又称直接式质量流量计,如科里奥利力式质量流量计、动量矩式质量流量计、双涡轮式质量流量计以及热式流量计等。这类仪表比较复杂,价格高,尚未广泛使用,目前常用的是同时检测流体体积流量和密度,或体积流量和温度、压力,通过运算得出质量流量值,称之为推导式质量流量计。

ulihualu

六氟化硫 (sulphur hexafluoride, SF₆)

一种无色、无嗅、不可燃的气体。它的分子结构为以硫原子居中心,六个氟原子处于对称顶端的正八面体。由于卤族元素氟具有较强的电负性,故六顶角皆为氟原子的SF₆电负性极强,在电场中容易捕捉自由电子形成负离子;又由于SF₆的相对分子质量和分子直径都比空气中的氧、氮分子的大,故其正、负离子在电场中的运动速度较小,更容易发生复合,使介质带电质点减少,且自由电子在其间的平均自由行程缩短,不易积累能量,因而减弱了碰撞游离的概率。故此SF₆表现为一种具有较高介电性能的新型优良绝缘与灭弧介质。在均匀电场和相同压力、温度条件下,它的工频击穿电压强度约为空气的2.5倍;它在0.3 MPa绝对压力下的击穿强度约和变压器油相当。采用充SF₆的断路器、变压器、电缆及气体绝缘金属封闭电器(GIS),除具有较优异的灭弧和绝缘性能外,还兼有防火防爆、降低噪声、缩小设备尺寸和占地面积、提高运行可靠性、延长检修周期等优点,并为发展特高电压等级的电器装备提供了技术基础。

SF₆在标准状态下的密度为6.146 kg/m³;在水中的溶解度非常低,但在某些有机溶剂中有一定的溶解度。SF₆具有较高的热稳定性,在500℃左右才开始热分解反应,生成多种复杂的组分。SF₆的导热系数只有空气的2/3,但定压比热容是氮气的3.4倍,因而考虑自然对流的表面散热系数是空气的1.6~2.5倍,有利于电器设备的散热及断路器的灭弧性能。

SF₆在应用中有以下一些问题应予注意:①纯SF₆虽公认是无毒的,但在产品(一般要求纯度不小于99.8%)中总会残存微量低氟化硫和硫氟氧化物。在运行过程中,由于电弧的高温作用,这些化合物也会有所产生。它们多是有刺激性和毒性的;有些化合物含量较大时,还会对设备表现出腐蚀性;因而需要进行质量监督和安全管理。一般在设备正常运行情况下,有害

气体的分解量均在10⁻¹量级以下。②SF₆气体中如混入水分和氧会对电弧分解产物的组分与含量影响极大,因而各国对此都规定了严格的产品质量标准,并进行必要的运行监督。为除去SF₆中的水分及其产生的气相分解物,可以选用适宜的吸附剂在运行中连续处理。③纯SF₆虽无毒,但有窒息作用。如有泄漏,则因其密度比空气大1倍,会在低洼处沉积导致事故。④SF₆气体绝缘强度受电场的不均匀性影响远比空气为大,故在电器结构设计中宜尽可能使电极间电场均匀化。保持设备内部的清洁度也是非常必要的。

1900年法国人首先用元素硫和氟气直接反应合成SF₆;20世纪30年代人们对其优良的介电特性日益引起兴趣。1937年法国首先将SF₆应用于高压电器。但实际的工业应用是在50年代末期,首先用在高压断路器。接着到60年代扩展到变压器、电力电缆等,并出现了气体全封闭组合电器。迄今,SF₆电器仍在采用新技术,扩大容量、电压等级及开发新品种方面继续进行探索。在SF₆本身除研究改进合成技术以降低制造成本和提高纯度外,还在进行混合气体的开发,即探索将其它气体以适宜比例混入SF₆,使有可能在保持原有介电和灭弧性能水平的条件下,达到降低成本,改善气体介质工作性能(如降低液化温度、减少电场不均匀度影响)的目的。

Lenggutun Fadianchang

龙鼓滩发电厂 (Black Point Power Station)

该厂是香港青山发电有限公司(青电)下属的一座联合循环发电厂。青电由美国埃克森能源公司和香港中华电力公司分别持有60%和40%的股权。

该厂位于香港新界西北部,青山发电厂以北1 km。全厂容量2500 MW,包括8台312.5 MW机组。1~4号机组在1996年发电,5、6号机组分别在1997和1998年投产,7、8号机组计划在2000年投产。工程总投资近240亿港元。电厂占地共46 ha。电厂全景参见彩图插页第6页11图。

采取天然气为燃料,而以柴油作为紧急备用燃料。天然气来自海南岛以南的崖城13-1气田,气田可采储量为820亿m³,可供电厂20年使用。天然气在生产加工后,通过一条780 km长、φ700的海底管道输往电厂。供气设施由阿科中国公司(ARCO China)操作和保养。天然气输送管同时作为天然气储存库,管道容量足以应付每日需求量的变化。

电力生产采用美国GE公司STAG109FA系列,单轴联合循环机组,可适应每日起停、中间和基本负荷运行。燃气轮机为MS9001FA型,出力226 MW(ISO),配有干式低NO_x(DLN)燃烧器,NO_x排放量

小于 25 ppm。燃气轮机进气温度为 1288℃, 排气温度 612℃, 排气量为 375 kg/s。余热锅炉为强制循环立式炉由英国拔柏葛 (Babcock) 公司供货。汽轮机为双压非再热型, 没有采用三压再热型, 目的是使整体控制和设计简化。汽轮机蒸汽压力为 10/0.48 MPa, 温度为 531℃/173℃, 流量为 92/105 kg/s。控制和自动化系统采用 GE 公司 Speedtronic Mark V 系统和贝利 (Bailey) 公司的分散控制系统。正常运行时, 机组的操作基本为自动化, 全厂只需 5 名运行人员 (每班), 主要从事运行管理和分析。机组的设计净热耗值 (低热值) 为 6811 kJ/(kW·h), 设计净效率 (低热值) 为 52.9%。

在环境保护方面: 电厂设有二座 100 m 高的四管烟囱, 使排气得以有效扩散; 主机设有吸音外罩, 厂房也有覆盖层, 使噪声减至最低; 余热锅炉出口和燃气轮机吸气口设有消声器; 废水经处理后方能排出; 储油设施四周设有围墙, 排水有隔油池, 以防意外的油污染。

电厂以 400 kV 架空线与青山发电厂和沙田变电所连接。电厂配有模拟培训装置, 全厂总人数 55 人。采用埃克森公司的万全运行管理系统 (Operation Integrity Management System, OIMS), 以确保电厂运行的整体性。

中图分类号: X756 文献标识码: B

炉内喷钙增湿活化法脱硫 (limestone injection into the furnace and activation of calcium, LIFAC)

向锅炉炉膛上部喷入吸收剂并采用烟气增湿活化的脱硫工艺。该法适用于处理低、中硫煤, 在 Ca/S 为 2.5 时, 系统脱硫率可达 60%~80%, 脱硫产物 CaSO_3 、 CaSO_4 、未参与反应的 CaO 、 CaCO_3 等与飞灰混合排出。该法的优点是: ①系统简单、投资省、占地面积小; ②可用价廉、源广的石灰石; ③脱硫产物呈干态, 无废水排放问题。缺点是: ①石灰石利用率低, 仅为 35%~40%; ②脱硫后烟气粉尘浓度增高, 静电除尘器粉尘负荷加重; ③对锅炉的热效率和受热面积会有不良影响。

基本原理 炉内喷钙增湿活化脱硫工艺可分两个主要工艺阶段。第一阶段为炉内喷钙。石灰石进入炉膛后, 在高温作用下发生一系列物理、化学变化, 大致过程如图 1 所示。在初始阶段, 吸收剂经高温煅烧而分解, 形成具有高比表面积、多孔的、高活性的碱性氧化物 (CaO)。然后, 烟气中的 SO_2 与 CaO 颗粒的外表面接触, 并通过扩散进入颗粒孔隙的内表面, 反应生成 CaSO_3 和 CaSO_4 。当 SO_2 继续与颗粒接触和反应时, SO_2 通过颗粒表层的 CaSO_3 和 CaSO_4 向颗粒内层扩散, 把内层的 CaO 转化为 CaSO_3 和 CaSO_4 。 CaSO_3 的分解

是个吸热反应, 而硫化反应是个放热反应。试验表明, 炉内喷钙脱硫效率与吸收剂的细度、表面积、反应活性、加入量、喷入点的温度、烟气的混合扰动程度等因素有关。石灰石喷入点的最佳温度为 850~1150℃ 区域。炉内喷钙的脱硫效率一般为 20%~50%。

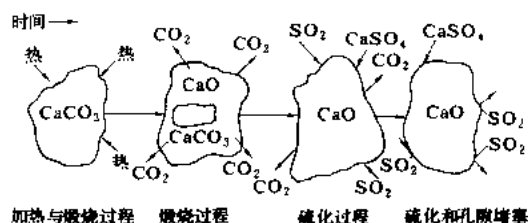
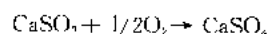
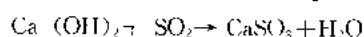
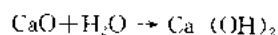


图 1 吸收剂在燃烧过程中脱硫原理示意图

第二阶段为烟气增湿活化。锅炉烟气在活化反应器中喷水增湿, 烟气中未反应的 CaO 与水反应生成 $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 与烟气中剩余的 SO_2 反应生成 CaSO_3 , 部分氧化成 CaSO_4 , 其反应式如下:



以活化反应器增湿后烟气温度与水露点温度差值 (Δt) 来控制喷水量, 以便使 LIFAC 工艺的脱硫产物呈干态, 且可取得最佳的脱硫效率。控制 Δt 值愈低, 活化反应器的脱硫效率愈高。一般控制 Δt 在 15℃ 左右。增湿活化反应后的系统脱硫效率可以从上述的 20%~50% 增加到 60%~80%。

工艺流程 炉内喷钙增湿活化脱硫工艺由吸收剂制备、炉内喷钙、烟气增湿活化等三部分组成。见图 2。

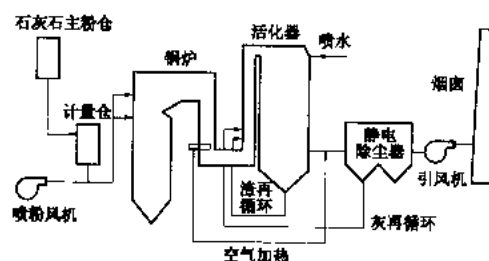


图 2 LIFAC 工艺流程简图

吸收剂制备 将块状石灰石经粉碎、研磨、分选、收集等几道工序制成 80% 通过 325 目筛 (44μm) 的石灰石粉, 然后储有于粉仓内。研磨设备一般采用干式磨机。

炉内喷钙 将石灰石粉从储仓用气力输送到计量仓, 再用变频调速螺旋给料机将粉料送入混合器, 然后用来自罗茨风机的风力将混合器中粉料送入炉膛。一般设两层喷嘴, 每层设多个喷嘴, 以适应锅炉变动负荷的需要。为使石灰石粉气流能与烟气主气流混合均匀, 含粉气流喷射速度保持在 60~90 m/s。石灰石粉适宜



的喷入点要根据锅炉炉膛结构及其燃烧方式确定

活化反应器 为圆柱形筒体。烟气从顶部进入,同时通过空气雾化喷嘴将水呈雾状(液滴直径约 50~100 μm)喷入。烟气进入活化器时必须穿过整个水雾区,使烟气增湿。烟气含有的未反应的 CaO 继续与 SO₂ 发生硫化反应。净化后的烟气由活化器下部引出。活化器出口烟温一般为 55~60℃。为防止静电除尘器和烟囱结露腐蚀,烟气需经再加热后进入除尘器。为提高活化器的脱硫效率,可将经破碎后的活化器底渣和除尘器排出的部分飞灰再返回到活化器进口烟道,实现底渣和飞灰再循环。试验表明,采用底渣和飞灰再循环,可使活化器脱硫效率提高 5%~15%,且可改善活化器运行状况,消除活化器器壁结垢和积灰。

历史与发展 早在 20 世纪 60 年代末和 70 年代初,在美国和欧洲就开展了将石灰石粉与煤粉混合送入炉膛的脱硫试验。由于炉膛温度过高,大部分石灰石颗粒被“烧死”。脱硫率仅为 10%~30%。20 世纪 80 年代中期,在美国、联邦德国、芬兰、加拿大等国开展了选择炉内适宜温度区喷石灰或石灰石粉的大量半工业性和工业性试验,取得了较好的效果。但仅采用炉内喷钙,无论采用石灰石还是消石灰为吸收剂,脱硫效率均较低,最高为 50%,最低仅 20%。因此,芬兰等国厂商在炉后增加了增湿活化工艺,使整体脱硫效率得到了较大幅度的提高,并实现了商业化运行。至今已有 8 套 LIFAC 装置投入了运行。在美国 RICHMOND 电力照明公司的白水河谷电厂(Whitewater Valley Station)2 号机组(60 MW)上美国和芬兰共同对 LIFAC 工艺做了工业示范试验,燃煤含硫量为 2.0%~2.8%,在 Ca/S 摩尔比为 2 时,系统脱硫效率为 75%~85%。南京下关电厂的两台 125 MW 机组上也装有这种脱硫装置,均已于 1999 年投入运行。

Li Jiang bo wen j suan

炉墙保温计算 (insulation calculation for boiler setting)

按允许散热损失和炉墙外表面温度来确定炉墙厚度的运算方法。锅炉保温计算应以减少散热损失、节约能源、提高经济性、改善工作环境、防止烫伤等为基本原则。锅炉允许最大散热损失见表。锅炉外表面温度一般规定不超过 50℃(周围环境温度 25℃)。

常年运行工况允许最大散热损失

未保温的设备、管道表面温度(℃)	200	230	300	350	400	450	500	550	600
允许最大散热损失[W/(m ² ·K)]	140	163	186	209	227	244	262	279	296

基本公式 炉墙保温可视为平壁稳定导热以傅里叶定律为基础进行计算,其基本公式为

$$q = \frac{t_1 - t_a}{R_1 + R_s} W/m^2$$

式中 q 为单位表面热损失, W/m^2 ; t_1 为炉墙内表面平均温度,℃; t_a 为环境温度,℃; R_1 为保温层总热阻, $m^2 \cdot K/W$; R_s 为保温层表面对流换热热阻, $R_s = 1/\alpha$, $m^2 \cdot K/W$, 其中 α 为炉墙外表面对空气的放热系数, $W/(m^2 \cdot K)$ 保温层总热阻 R_1 等于炉墙各层的热阻总和,即

$$R_1 = R_1 + R_2 + \dots + R_n$$

各层的热阻 $R = \delta/\lambda$, δ 为保温层厚度, m; λ 为该保温层材料的导热系数, $W/(m \cdot K)$ 。根据热流连续性原理,通过炉墙各层的热流量相等,可以导出各层的散热公式

$$q = \frac{t_1 - t_2}{R_1} = \frac{t_2 - t_3}{R_2} = \frac{t_3 - t_4}{R_3} = \frac{t_1 - t_n}{R_1}$$

式中 t_2, t_3, \dots 为相邻层接触面上的温度; R_1, R_2, \dots 为各层材料的热阻。

炉墙保温计算一般分校核计算和设计计算,校核计算是已知炉墙结构、各层厚度、 t_1 和 t_a 来计算炉墙外表面温度和散热损失,并校检各层温度是否符合规定或各部材料能否承受。设计计算是已知 t_1, t_a 计算炉墙厚度,此时 q 值和 t_2 值取规定值,求得满足 q, t_2 所需的炉墙总热阻。用这个总热阻来确定各层的材料和厚度。

主要计算参数的确定 主要有: ① t_1 为炉墙内表面平均温度,℃,根据炉墙结构不同,按不同的公式计算。② t_a 为环境温度,℃;对设置在室外的锅炉,其 t_a 按历年之年平均温度的平均值计;对设置在室内的锅炉, t_a 按 25℃ 计。③ 在锅炉炉墙保温计算中,表面放热系数 α 一般取 11.63 $W/(m^2 \cdot K)$ 。④ 材料导热系数 λ 按材料导热系数方程式计算,一般公式为 $\lambda = \lambda_0 + \alpha t_{av}$, 式中 λ_0 为零度时导热系数, α 为常数, t_{av} 为材料层的平均温度。

进行炉墙保温计算时,为了合理选择炉墙材料,要计算炉墙内表面的最高温度,以确保炉墙材料在安全温度下可靠工作。

Li Jiang bo liao

炉墙材料 (boiler setting material) 用于锅炉炉墙的构筑材料和具备特定性能与用途的材料

的总称,主要有耐火材料、保温材料和辅助材料。

耐火材料 具有一定耐火性能的无机

非金属材料,分定形和不定形两种。锅炉上常用的定形耐火材料有黏土质耐火制品和高铝质耐火制品,性能

见表1。不定形耐火材料是由耐火骨料和粉料、结合剂或掺加剂,以一定比例组成的混合料,能直接或加适当液体,配制成型并经养护或热处理而成。常用不定形耐火材料有耐火浇注料、耐火可塑料、耐火捣打料。

耐火浇注料 锅炉炉墙上常用耐火浇注料以黏土质或高铝质为骨料和粉料加入结合剂(水泥、磷酸盐、水玻璃等)配制成散状耐火材料,具有较高流动性,适用于浇注方式成型、工厂化生产,应用广泛。其性能见表2。

耐火可塑料 由耐火骨料和粉料、生黏土、结合剂、经配制混炼挤压成泥膏状成品,包装储存一定时间后仍是具有良好的可塑性,现场施工可直接应用,很适用于复杂形状部位的施工,最大特点是烧后线变化率呈正数值,非常适合锅炉炉顶穿管处的处理,其性能见表3。

耐火捣打料 锅炉上常用的耐火捣打料有碳化硅捣打料与铬质捣打料,是混合料经拌合后以捣打成型法施工的耐火材料,其性能见表4。

表1 定形耐火材料性能

名 称	主 要 成 分	耐 火 度 (°C)	密 度 (kg/m ³)	热 导 率 [W/(m·K)]	常温耐压 强度(MPa)	热震稳定性 (次)
黏土质耐火制品	Al ₂ O ₃ (30%~46%)	≤1670	2000	0.695~0.00046 ₂₀	20	10~15
高铝质耐火制品	Al ₂ O ₃ (>48%)	≤1750	2200~2500		40	>15

表2 耐火浇注料的性能

名 称	使用温度 (°C)	特点与适用范围	组 成		密 度 (kg/m ³)	热震稳定性 (次)
			结合剂	骨料、粉料		
高铝水泥 耐火浇注料	1300~1450	快硬高强,施工方便,适用于锅炉各部位耐火层	高铝水泥	高铝矾土熟料 硬质黏土熟料	1900~2400	≥15
硅酸盐水泥 耐火浇注料	1100~1200	价格低廉,施工方便,适用于锅炉各部位耐火层	硅酸盐水泥	硬质黏土熟料	1900~2100	≥15
矿渣水泥 耐火浇注料	1000	价格低廉,施工方便,适用于锅炉各部位的耐火层	矿渣水泥	硬质黏土熟料	1900~2100	≥15
水玻璃 耐火浇注料	1000	强度高,耐磨性能好,耐腐蚀性强,适用于锅炉各部位耐火层	水玻璃	硬质黏土熟料	1900~2000	≥15
磷酸盐 耐火浇注料	1200~1500	热震稳定性好,耐冲击、耐磨性好,价格较高,适用于液态炉炉底、燃料器喷嘴	磷酸铝	高铝矾土熟料	2400~2500	≥15

表3 耐火可塑料性能

耐火度 (°C)	密 度 (kg/m ³)	挤压强度 (N/mm ²)	抗折强度 (N/mm ²)	烧后线变化率 [(1400°C×3h)%]	储存稳定值
1650~1670	2000~2200	7.84~11.76	4.9~6.86	+1.6~-2.04	6个月

表4 耐火捣打料

名 称	最高使用温度 (°C)	特点及适用范围	组 成		密 度 (kg/m ³)	热震稳定性 (次)
			结合剂	骨料、粉料		
碳化硅 耐火捣打料	1600~1700	强度高,耐磨性好,抗渣性强,高热导性。用于旋风炉、流化床、卫燃带等部位	磷酸铝	碳化硅	2300~2800	≥20
铬质捣打料	1400~1500	主要用于卫燃带炉墙	结合黏土 水玻璃	铬矿砂	2500~3000	≥20

保温材料 具有一定绝热性的矿物材料, 锅炉上常用的有硬质、不定形和纤维状保温材料。

硬质保温材料 包括多种材质的保温砖和制品, 常用的有硅藻土砖、膨胀珍珠岩制品、硅酸钙制品及复合硅酸盐制品, 性能见表 5。

不定形保温材料 即保温浇注料, 是以硬质保温材料作骨料加结合剂配制, 经现场浇注并养护使保温层成整体。种类很多, 其性能与同一材质的制品相差不多。

纤维状保温材料 是新型一种保温材料, 广泛用于现代大容量锅炉, 这类材料的共同特点是导热系数小, 保温性能好, 密度小。锅炉上常用的有岩棉制品、玻璃棉制品, 性能见表 5。表 5 中列出的硅酸铝耐火纤维及制品, 是耐高温的保温材料, 使用温度达 $1000^{\circ}\text{C} \sim 1100^{\circ}\text{C}$, 在炉顶密封及其它密封装置内做填充材料, 应用广泛。

辅助材料 包括耐火灰浆、保温灰浆、抹面及纤维状保温材料之间黏结用的黏结剂等, 是炉墙施工中不可缺少的。

流化床锅炉所用的炉墙材料 由于流化床的特殊

表 5 保温材料性能

名 称	使用温度 ($^{\circ}\text{C}$)	密度 (kg/m^3)	导热系数 [$\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$]
硅藻土砖	900	550~650	$0.1+0.00022t_{av}$
珍珠岩制品	600	450~550	$0.0744+0.000116t_{av}$
硅酸钙制品	650	170~240	$0.056+0.000116t_{av}$
岩棉制品	450	120	$0.0407+0.000197t_{av}$
玻璃棉制品	450	50	$0.035+0.00016t_{av}$
复合硅酸盐制品	600	70~100	$0.0334+0.00018t_{av}$
硅酸铝纤维及制品	1000	120~200	0.40? (常温)

表 6 流化床锅炉所用高温耐磨耐火材料制品

名 称	使用温度 ($^{\circ}\text{C}$)	耐火度 ($^{\circ}\text{C}$)	密 度 (kg/m^3)	抗弯系数
氮化硅结合碳化硅制品	1500		2600	$\leq 12\text{cc}$
磷酸盐(烧结法)耐磨砖		1700~1790	2650~2800	$\leq 12\text{cc}$
硅线石砖	1500		2200~2600	$\leq 12\text{cc}$

要求, 需要耐高温耐磨的耐火材料, 用于流化床的耐磨耐火材料主要有三大类, 碳化硅、刚玉和硅线石。制品类主要有氮化硅结合碳化硅制品, 磷酸盐(烧结)耐磨砖和硅线石砖, 性能见表 6。耐磨耐火浇注料见表 7。

表 7 流化床锅炉所用高温耐磨耐火浇注料

名 称	耐 火 度 ($^{\circ}\text{C}$)	密 度 (kg/m^3)	耐压强度 (MPa)		热震稳定性 (次)	抗磨系数
			烘干	1400 ($^{\circ}\text{C}$)		
棕刚玉耐磨耐火浇注料	>1790	3200~3400	80~90	120~130	25	$\leq 12\text{cc}$
氮化硅棕刚玉耐磨浇注料	1790	2800~3000	≥ 65	80~110	25	$\leq 12\text{cc}$
高铝质耐磨耐火浇注料	1790	2500	50	80~90	25	$\leq 12\text{cc}$
硅线石耐磨耐火浇注料	1790	2200~2600	55	70	20	$\leq 12\text{cc}$

l...tang anquan jiankong xitong

炉膛安全监控系统 (furnace safety supervisory system, FSSS) 保证锅炉燃烧系统中各设备按规定的操作顺序和条件安全起停、切投, 并能在危急工况下, 迅速切断进入锅炉炉膛的全部燃料, 保证锅炉安全, 防止爆燃等破坏性事故发生的安全保护和顺序控制装置。

主要功能 各种不同类型的炉膛安全保护监控系统的功能并不完全相同, 其主要功能有安全功能、操作控制功能和火焰检测功能。

安全功能 主要有: ①锅炉点火前的炉膛吹扫; ②

确定点火、点燃燃油燃烧的合适条件; ③确定点燃主燃料(煤粉)和带负荷的合适条件; ④主要辅机设备故障时的自动减负荷(Runback, RB), 以及当透平发电机瞬时跳闸情况下快速切除负荷(fast cutback, FCB)时, 实现停机不停炉的运行方式下保持锅炉安全稳定运行; ⑤总燃料跳闸(master fuel trip, MFT)停炉保护。

实现以上各种安全功能都要满足预先规定的条件, 下面列举炉膛吹扫和总燃料跳闸的条件。

(1)炉膛吹扫: 在锅炉点火前保证炉膛和烟道中无可燃物积存, 以防止点火时引起爆炸。在满足下列条件

后吹扫 5 min: ①锅炉已在 MFT 停炉状态; ②炉膛灭火; ③全部点火器油阀关闭; ④全部给煤机停、磨煤机停、给粉机停; ⑤点火油管总阀关闭; ⑥一台引风机运行; ⑦一台送风机运行; ⑧风量 $> 30\%$; ⑨各风箱辅助风门挡板在调整位置; ⑩一次风机或排粉风机停; ⑪除尘器停, 除尘器前后烟气挡板开; ⑫空气预热器运行; ⑬锅炉锅筒水位正常等。

(2) 总燃料跳闸: 一旦出现下列一种危及锅炉安全的危险工况时, 总燃料跳闸切断进入炉膛的一切燃料: ①全部运行的送风机跳闸; ②全部运行的引风机跳闸; ③锅炉锅筒水位低; ④控制循环锅炉的控制循环泵全停; ⑤汽轮机跳闸, 当有汽轮机旁路系统投入失败时; ⑥燃烧风量 $< 30\%$; ⑦火焰检测灭火; ⑧炉膛压力高, 压力低 (均按 3 取 2); ⑨一次风机停; ⑩控制系统和炉膛安全监控系统电源中断; ⑪火焰探测器冷却风机停; ⑫运行人员要求操作停炉。

操作控制功能 运行人员通过设在控制室内单元机组控制屏 (BTG 盘) 上的操作监控装置或 CRT 键盘, 发出操作指令可使锅炉各燃烧设备按逻辑条件投入运行或停运。燃煤锅炉一般操作项目有: ①炉膛吹扫操作; ②燃油管路阀门、油枪及点火器控制; ③给煤机、磨煤机、密封风机、润滑油泵、冷热风门的操作; ④一次风、二次风和烟道等挡板的操作; ⑤将控制系统置于自动, 如磨煤机风量和风温、给煤机转速及风门挡板的控制; ⑥火焰探测器风机的操作; ⑦控制循环锅炉的控制循环泵的控制等。下面列举典型的燃油点火器的起停和直吹式制粉系统磨煤机的起停程序。

油枪起、停程序分别见图 1 和图 2。

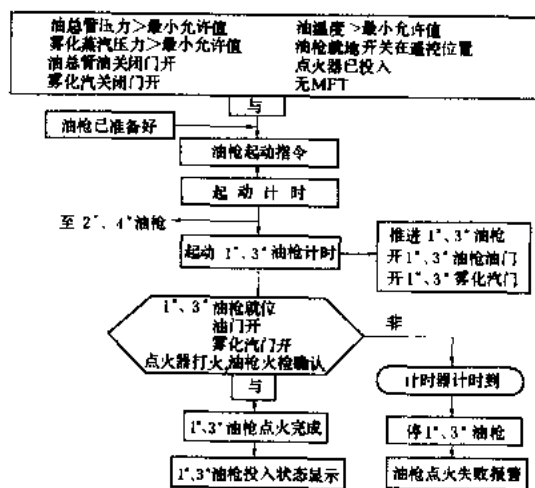


图 1 油枪起停程序

磨煤机起、停程序分别见图 3 和图 4。

火焰检测功能 点火器及燃烧器的点燃, 炉膛燃烧监控都以火焰检测信号作为燃烧条件的判断依据。

火焰探测器的类型、检测特性要正确反映不同燃料在燃烧器及炉膛燃烧情况, 发出火焰检测信号。火焰探测器的安装位置应在锅炉设计时根据燃烧器、点火器及炉膛结构适当选择, 以取得正确的火焰信号。

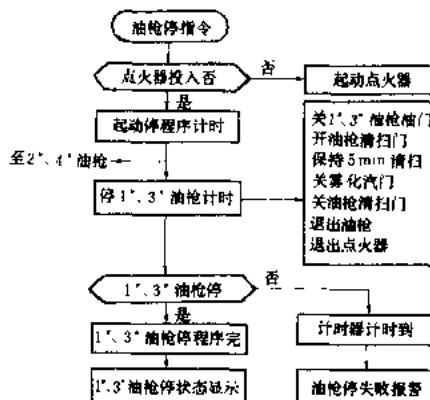


图 2 油枪停止程序

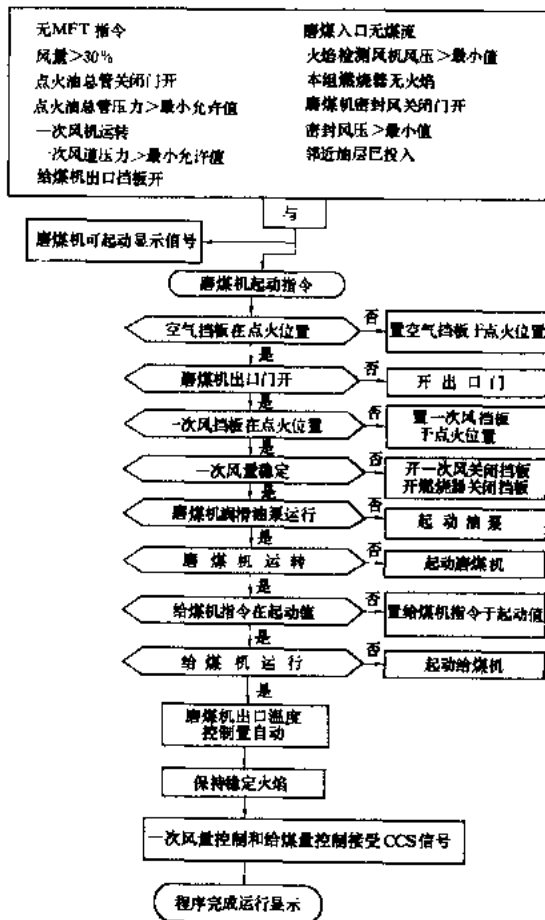


图 3 磨煤机起停程序

炉膛安全保护监控装置 一般可分为操作监控装置、逻辑部件、火焰检测及过程输入和输出驱动部件四大部分。

操作监控装置 运行人员在集中控制室的控制屏上或CRT和键盘上,对系统中运行的设备进行操作和监视的装置,包括实现操作程序的逻辑条件和运行状态显示,以及当这些逻辑条件不满足时的报警装置;MFT起因显示和电源中断等的显示报警装置等。

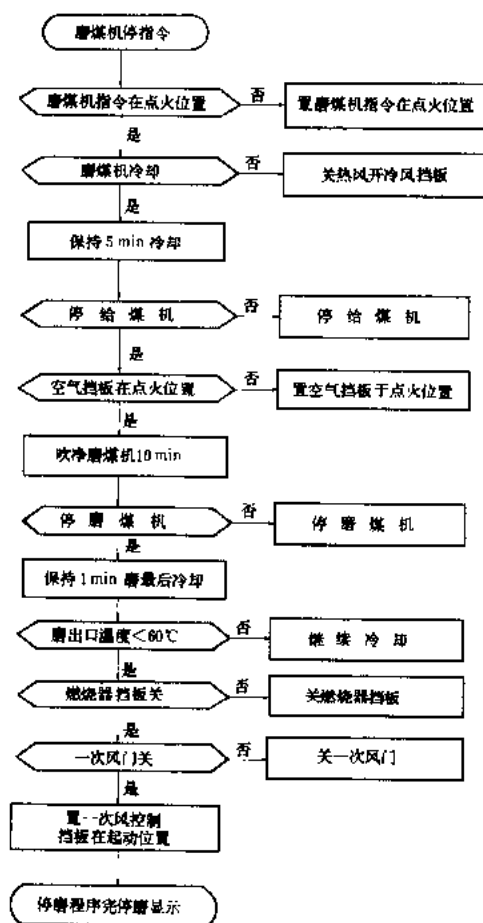


图4 磨煤机停止程序

逻辑部件 这是FSSS的心脏部分,所有安全保护、操作、监视和报警功能都要经过逻辑运算正确判断发出信号。逻辑部件可以由分散控制系统(DCS)和可编程逻辑控制器构成。在分散控制系统中,炉膛安全保护监控系统作为其中的一个功能控制站。

火焰检测部分 包括火焰探测器探头、放大器及其他电信或光缆传输,以及冷却探头的冷却风风机。

过程输入/输出元件 各项直接输入FSSS的元件,如用于检测炉膛压力的高或低的压力开关等过程检测元件,点火器和风门挡板执行器,电磁接触器和驱动元件,都应逐一认真选型,使之可靠动作。终端元件连同火焰探测器的装设都与炉膛结构、燃烧器配备和燃烧方式有密切关系,需在锅炉设计时综合考虑、密切配合,才能使炉膛安全监控系统可靠工作,以保证锅炉

的安全运行。

与机组其他控制系统的关系 大型锅炉除了炉膛安全监控系统外还有单元机组协调控制系统和检测、报警、保护等系统。在实施炉膛安全监控系统时,应考虑到与这些系统的联系配合。例如,有些运行工况的信号应由协调控制系统送给炉膛安全监控系统以供操作逻辑程序之用,这些信号如锅炉水位正常或过高、过低,风量小于30%额定值,机组负荷,辅机设备故障快速减负荷,控制系统电源中断等。而炉膛安全监控系统也应把MFT信号、炉膛负压的压力开关动作信号、锅炉点火和燃烧状态等信号送到协调控制系统以作为控制系统的切换信号。炉膛安全监控系统的主要运行状态应送至BTG盘或CRT,以报警方式引起运行人员注意或采取措施,如MFT、点火不成功、吹扫中断、点火油压低和雾化汽压低以及电源中断等。

实际应用的炉膛安全监控系统可以具有不同的功能,例如,对于容量较小的锅炉,为了防止由于炉膛灭火而造成的炉膛爆炸事故,可采用只具有炉膛灭火保护功能的系统,这是一种最基本的炉膛安全监控系统。当火焰探测器检测到全炉膛灭火时,MFT动作,切断所有燃料并报警。也可以在炉膛灭火保护功能之外再增加一些功能,如炉膛吹扫和点火顺序控制等。至于MFT的条件,可根据实际运行的安全保护需要来设置。

炉膛爆炸

炉膛爆炸 (furnace explosion) 锅炉炉膛或烟道内燃料突然强烈燃烧或熄火,燃气压力骤增或骤减,超过炉墙或烟道所能承受能力而造成破裂的事故,有外爆和内爆两种,前者是炉膛或烟道内聚集的可燃混合物被引燃,导致急剧不可控的爆炸性燃烧,燃气体积迅速膨胀,使炉墙或烟道向外爆裂。后者是炉膛灭火,烟气体积随温度降低迅速减小,这时,如送、引风机调整不当引风机抽力瞬间过大,使炉墙或烟道承受很大的负压力而向内爆裂(大容量锅炉易出现此问题)。爆裂危害很大,特别是外爆,不仅会造成炉膛或烟道破裂,锅炉的钢架弯曲或断裂,也会使有关的受热面管子破坏和造成人员伤亡,修复工作困难,停用时间长,直接和间接损失都很大。

爆炸原因 外爆起因主要是炉膛灭火处理不当,继续送入燃料,使炉内燃料与空气比(即煤粉浓度)增大,达到一定程度并被引燃形成爆炸。目前对锅炉的炉膛结构部件(包括炉膛包壳,水冷壁刚性梁,水冷壁与冷灰斗的连接部分)、烟道的设计瞬态承压能力,国内外均按不超过 $\pm 8.7 \text{ kPa}$ 考虑,即使如此,也不能承受煤粉爆燃所产生的压力。另外,爆炸的强烈程度和规模

取决于点燃时的可燃物量和瞬间混入的空气量。在煤粉炉中,当煤粉/空气混合物浓度处于 $0.3 \sim 0.6 \text{ kg/m}^3$ 时,爆炸的可能性和危害性就很大,浓度大于 1 kg/m^3 时,爆炸产生的压力反而减小,小于 0.1 kg/m^3 时,一般不会爆炸。气粉混合物中相对含氧量,对可燃性也有影响,含氧量的比例越大,爆炸的可能性越大,产生的爆炸力越强,含氧量小于 14% 时,一般无爆炸危险。其次是在炉内已积存的燃料被突然引燃而爆燃,如点火前已有油、可燃气体或煤粉漏入炉膛,未进行吹扫即点火,或反复点火未成功,以及油枪雾化不良、点火能量小,锅炉长期在低负荷下运行、个别燃烧器熄火等,都可能在锅炉内不同部位上积存燃料,当这些积存的燃料,被增大的通风或吹灰等扰动时也会形成爆燃。运行中煤质变化、风煤比失调以及给粉自流,燃料、空气瞬间中断等,都可能引起灭火和爆炸事故。发生内爆的原因主要是炉膛熄火、燃料中断,还有可能是送风机跳闸和起、停炉过程中操作不当,使炉内平衡通风破坏,瞬间负压过大等。

预防措施 主要是防止炉膛熄火及熄火后能正确处理,停止向炉内送入燃料,进行吹扫后再按规定点火。另外应根据锅炉容量的大小,设置炉膛安全监控系统,如炉膛压力保护和火焰监视器等。对较大容量的锅炉应配置较完善的炉膛安全监控系统,它具有对炉膛火焰监视、报警、自动定时吹扫以及炉膛压力保护、灭火保护、自动切除燃料(MFT)等功能,是防止炉膛外爆最有效的手段之一。在防止内爆方面,除对炉膛和烟道的强度设计应考虑低烟气流量下引风机可能产生的最大抽力外,在控制系统上应有炉膛压力信号传送给引风机的控制系统,使其在负压过大时直接闭锁和减载,以降低内爆的可能性。

lú táng chūkǒu yān qì néng liang piān chā

炉膛出口烟气能量偏差 (gas side energy imbalance at furnace exit)

沿锅炉炉膛出口截面上烟气能量分布的不平衡,包括烟气温度、速度和粉尘浓度分布的偏差,俗称炉膛出口烟气热偏差。它比较普遍地存在于各型锅炉的炉膛出口。在 Π 型锅炉水平烟道进口的垂直断面上,这种偏差既存在于上下方向,也存在于左右两侧方向上。对于不同型式的锅炉,偏差的程度有所差别。采用旋流燃烧器的墙式燃烧锅炉,主要是由于各燃烧器之间风/粉分配不均及出口处烟气流转弯所致;采用直流燃烧器四角布置切圆燃烧锅炉,主要是由于炉内强烈旋转的上升气流在到达炉膛出口处时仍有残余旋转存在,以及气流向水平方向转弯的结果,加之该处分隔屏或后屏的特定结构所造成的。当炉内四角切圆气流逆时针旋转时,炉膛出口烟道的右

侧(面对前墙)烟温常常较左侧高。随着机组容量及炉膛断面尺寸的增大,这种偏差有增大的趋势,一般 100 MW 机组约为 $50 \sim 70^\circ\text{C}$, 600 MW 机组可达 $200^\circ\text{C} \sim 250^\circ\text{C}$ 。显然,塔式布置锅炉炉膛出口烟气能量偏差问题将会小得多。很大的烟气热偏差会导致其后各级过热器、再热器的壁温和蒸汽温度的偏差,若过热器和再热器的系统设计布置不当,汽侧的热偏差就可能与之叠加,迫使汽温高的一侧大量使用减温水,当局部管壁温度长期超出金属材料耐温极限时,或当管金属材料选用不当时,将会导致爆管。此外,这种偏差也会引起炉膛出口高温受热面的沾污结渣,进一步影响过热器与再热器的汽温特性,甚至严重影响锅炉运行的安全可靠。

要彻底消除这种偏差而达到非常均匀是不可能的,同时也是不必要的。但是,设法尽可能减小这种偏差程度是十分必要而又完全可能的。①从炉膛与燃烧器的设计布置着手,组织良好的炉内燃烧空气动力工况,尽可能减小切圆燃烧炉膛出口处烟气的残余旋转和能量偏差;②进行细致而正确的过热器、再热器系统设计,包括各段受热面位置的合理选择、两者受热面积的匹配以及减温器的合理配置。实践经验表明,为减小热偏差、减少高档耐温管材的用量,各级受热面之间进行正确的交叉混合是十分必要的,但这种交叉混合应特别注意避免汽侧热偏差与烟侧热偏差相互叠加;③在设计制造中合理选用恰当的金属材料,保证其在使用中有足够的耐温余量;④机组投产后必须进行燃烧优化调整试验,纠正或避免导致炉膛出口能量偏差大的燃烧工况,求得最佳的燃烧工况,并在日常运行中予以保持。

lú táng huàn rè

炉膛换热 (furnace heat transfer)

燃料在锅炉炉膛内进行燃烧的同时,将放出的热量传递给受热面的过程。在悬浮燃烧炉膛中,一方面由于燃料燃烧而释放出大量热量,烟气沿火炬行程温度不断增加;另一方面,又由于烟气同时以辐射换热方式把热量传递给受热面,因而控制了烟温的增长幅度使燃尽区的烟温逐渐降低。炉内烟气的温度场宏观上由燃烧释热和辐射换热间的热平衡决定。燃料在炉内的燃烧状况及烟气的流动和扩散对释热和换热都有一定影响。

基本方程式 炉膛换热的基本方程式是烟气与受热面间辐射换热的换热方程和烟气放热量与受热面吸热量的热平衡方程。换热方程: $B_1 Q_r = \alpha_1 \sigma_0 H_1 \cdot (T_1^4 - T_2^4)$, 式中 B_1 为计算燃料消耗量, kg/s ; Q_r 为每公斤燃料的燃烧产物通过辐射传给工质的热量,

kJ/kg ; α_i 为炉膛黑度; σ_0 为绝对黑体辐射常数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$; H_i 为炉膛有效辐射受热面积, m^2 ; T_i 为火焰辐射平均温度, K ; T_w 为辐射受热面灰污层表面温度, K 。热平衡方程: $BQ_i = \varphi B_i (Q_i - h_i)$, 式中 φ 为保热系数; Q_i 为每公斤燃料带入炉膛的有效热量, kJ/kg ; h_i 为相应于每公斤燃料的炉膛出口烟气焓, kJ/kg 。

影响炉膛换热的主要因素为炉膛黑度、火焰平均温度和辐射受热面的表面温度。

计算方法 炉膛换热计算有半经验法和数学模拟法

(1) 半经验法: 目前炉膛换热计算主要采用半经验方法。该法以上述炉膛换热基本方程式为基础, 辅以直接由试验得出的经验系数, 假定炉内烟气温度和成分是均匀的, 据以计算炉膛出口截面平均烟温和辐射受热面平均热负荷。由于对换热方程中炉膛黑度、火焰温度和辐射受热面表面温度这三个量的试验及处理方法不同, 因而存在不同的炉膛换热计算公式和与之相应的一系列经验数据。

炉膛黑度是一个用以表示火焰有效辐射的假想黑度。它与火焰黑度及辐射受热面的辐射特性有关。

炉膛中火焰温度的分布是不均匀的。火焰中具有辐射能力的成分, 如赤热焦炭粒、灰粒、三原子气体等的数量及分布又随燃料种类、燃烧方法、燃烧工况的不同而异, 因此炉膛中火焰各处的黑度是不同的。半经验法进行炉膛换热计算时, 采用了平均火焰黑度的概念。

由于炉膛辐射受热面不是绝对黑体, 火焰投射到它上面的能量有一部分将反射回火焰; 且因为受热面外表常有污垢, 而垢面温度较高, 其本身的辐射能力相当大, 在换热计算中不能忽略, 故面一些国家的半经验法计算公式中, 引入假想污染系数来考虑辐射受热面并非绝对黑体和表面沾污对炉膛辐射换热的影响。受热面沾污有结渣和积灰两种其本类型, 机理各不相同。燃料含灰量和灰的物理化学特性是影响受热面沾污的基本因素。

炉内的烟气温度和成分实际上是不均匀的, 而大容量锅炉又常需求出炉壁热流分布和炉膛出口截面的烟气温度场, 半经验法不能满足这些要求。

(2) 数学模拟法: 在半经验法的基础上进一步考虑沿炉膛高度烟气温度和成分的变化, 列出烟温沿高度变化的方程式, 用数学方法求解, 称为一维数学模拟法。应用时也有将炉膛高度分成若干区段, 对各区段应用已有的半经验公式进行计算的。

实际上, 炉膛中烟气温度和燃尽情况不仅沿高度有变化, 而且在横截面上也是不均匀的, 因此进一步研究和开发了二维和三维数学模型。工程技术上已经开始采用在给定的流动和燃烧条件下的二维和三维数学

模拟方法, 都是将炉膛空间和辐射受热面划分成若干微区, 认为每个微区内烟气温度和成分是均匀的, 对各微区分别列出热平衡方程, 对这些方程组联立求解, 得出炉膛内烟气温度和辐射受热面的热流分布。

正在研究全面的二维或三维的数学模型, 就是研究描述炉内流动、燃烧和换热物理化学过程的合理方法。由此列出数学方程, 找出合适的数学计算方法和程序, 联立求解炉内的速度场、温度场、浓度场(燃尽率分布)和炉壁热流分布。

ulang huoyan jiance

炉膛火焰检测 (furnace flame scanning)

炉膛火焰检测是对炉膛或燃烧器的火焰进行检测, 从而判别锅炉的燃烧状况, 以确保炉膛安全的重要手段。火焰检测装置是炉膛安全监控系统(FSSS)中的重要组成部分, 它检测到的火焰信号是FSSS逻辑系统中关键的信号。点火器及燃烧器的点燃、炉膛燃烧监控和炉膛灭火保护都以火焰检测信号作为判断依据。

技术发展 60~70年代, 工业发达国家广泛采用紫外线型的火焰检测装置。这种火焰检测装置的特点是采用紫外线放电管来检测火焰是否存在, 至今仍在燃气和燃油锅炉上广泛应用。但是在燃煤锅炉上紫外线型的火焰检测装置却常常遇到在低负荷时, 紫外线的辐射大量减少, 以及火焰发射的紫外线被大量的粉尘粒子吸收, 使得火焰检测装置的工作出现问题。为此在70年代后期开始研制以探测红外线和可见光为原理的火焰检测装置并相继投入运行。随着光纤技术和光电敏感元件的发展, 通过测量可见光的脉动频率和强度来判断火焰是否存在, 无论是在灵敏度还是鉴别火焰的能力方面, 均优于紫外线型的火焰检测装置, 故而目前电厂中大量采用的煤粉火焰检测器均属于可见光型、红外线型或它们的组合型。但是负荷不同、煤种变化等常会影响火焰初始燃烧区的位置, 因此在实际运行过程中很难做到使探头正好对准火焰着火区, 而影响火焰检测效果。随着计算机技术的发展, 80年代后期开始推出智能型火焰检测装置, 持续地将火焰形状同储存在记忆体中的标准火焰剖面进行比较, 以判断火焰有无。智能型火焰检测装置, 尤其是采用传像光纤和计算机数字图像处理技术的智能型火焰检测装置已经在中国开发成功, 大大提高了煤粉火焰检测器性能, 取得良好效果。

火焰检测装置 主要由两部分组成: 探头部分和信号处理部分。以某可见光型火焰检测装置为例, 探头部分的一次元件为光电半导体, 它感受火焰可见光的闪动和强度, 转换为正比于火焰强度的电脉冲信号。该信号经过放大、比较和处理, 最后形成表示火焰强度的

模拟量输出和代表有无火焰的开关量输出,送入 FSSS 系统。

火焰检测装置的探头常置于燃烧器喷嘴附近(有置于二次风口内和置于侧墙内两种布置方式)或炉膛火焰中心高度。为了保证探头能在温度高,飞灰大的恶劣环境中长期正常运行,FSSS 通常要配备一套火检探头冷却风系统。冷却风系统由两台互为备用的冷却风机组成,冷却风机的风源一般直接取自大气。也有取自送风机或一次风机出口的。

采用计算机数字图像处理技术的智能型火焰检测装置一般由光纤图像传感器、上位机系统和下位机系统组成。由传像光纤和摄像机组成的光纤图像传感器作为一次传感元件,直接摄取各燃烧器着火区的火焰图像,各路图像传感器火焰图像的视频信号由同轴电缆送入视频信号分配器,分别送入上位机系统和下位机系统进行信号处理。上位机系统可以在 CRT 上显示单个燃烧器的实时火焰图像和某一段四个燃烧器的火焰图像,可以显示它们的伪彩色图像,同时还可以显示出燃烧的直方图、模拟图、实时曲线图和历史趋势图。除图像显示外,上位机系统还担负着任务调度、系统参数设置和上下位机通信等工作。每一层燃烧器都需要一个下位计算机检测单元,下位计算机只对该层四个燃烧器进行检测和判断,并输出火焰有无的开关量信号。该种智能型火焰检测装置由于火焰检测和判断的可靠性高、功能强,也可以作为一个工作站直接挂在分散控制系统(DCS)的网络上,具有广泛的应用前景。

炉膛熄火

炉膛灭火 (furnace loss of fire) 运行中的锅炉因风/煤比失调,炉膛温度低或燃料中断,全部运行的燃烧器突然全熄火的一种事故。

灭火现象和处理 灭火时一般会出现炉膛负压突然增大,一、二次风压突然减小,汽温、汽压随之降低,锅筒水位先低而后升高,炉膛变暗,火焰监视器发出灭火信号,有灭火保护装置时,主燃料跳闸(MFT)。判定为炉膛灭火时,应立即停止给粉机或煤粉制备系统,关闭速断油门,停止向炉内供应燃料。严禁用关小风门继续供给燃料以爆燃方式恢复着火。还应立即减负荷,解列减温器,控制好汽温和锅筒水位。保持炉膛通风量在额定负荷通风量的 25%~30% 情况下对炉膛进行吹扫,吹扫时间应不少于 5min,或使炉膛空间得到 5 次换气,在查明灭火原因并加以消除后,再重新点火,若短时间不能恢复时,则按正常停炉处理。

有时个别燃烧器在运行中灭火,但如调整及时,一般不致酿成全炉膛灭火。采用四角布置的直流燃烧器成切圆燃烧的炉膛,当一角的燃烧器全灭火时,会

对下游燃烧器的着火有较大影响,可能迅速导致其他燃烧器相继灭火。对圆形旋流式燃烧器,由于它是依靠自身卷吸回流烟气而着火的,单只灭火时,对相邻燃烧器影响较小,但炉膛温度总水平会有下降。燃烧器或炉膛灭火,如不是误操作,一般会有超前的征兆,如燃烧不稳,火焰闪烁变暗或炉膛负压变化大等,在运行监视认真、及时发现和正确调整后,全炉膛灭火事故一般可以避免,即使已灭火,正确处理,也不会有过大损失。

灭火原因和预防措施 常见原因是:①燃料中断,包括烧油时,燃油系统故障,油中带水;有吹式制粉系统断煤堵煤;送粉管路堵塞,给粉机故障或供粉不均。②煤质变坏,挥发分太低,煤粉过粗,煤粉仓积粉“搭桥”或粉位过低,风煤比失调。③辅机故障跳闸,送、引风中断。④低负荷运行,燃烧调整不当。⑤炉膛内大面积塌渣。⑥水冷壁管爆破、制粉系统爆破。⑦其他操作失误,如切换燃烧器、吹灰、打渣和负荷调整等操作不当。

预防炉膛灭火的主要措施有:①锅炉设计应按所选定的燃料特性及着火的难易,正确选定锅炉的炉膛热负荷、燃烧器的型式与布置,并正确配置相应的制粉系统及灭火保护装置等,对不易着火的燃料应采取适当的有利于着火及稳燃的措施,使燃烧设备特性与燃料的质量相适应;②加强对锅炉用煤的管理和监督,混煤应掺和均匀,应当使运行人员了解当时实际燃烧的煤质特性;③注意对运行工况的监视,观察分析炉内燃烧情况、风压、风量和蒸汽参数等的变化,及时进行调整;④保持合理的煤粉细度,保证给煤(给粉)稳定、连续,注意防止原煤外在水分过高,或因木头、铁件等大块杂物而引起制粉系统阻塞和一次风管积粉;⑤对炉膛最低稳燃负荷(不投助燃油)应预先测定,在正常情况下应不低于此限值;⑥对直吹式制粉系统,最好用减少或投入磨煤机的台数来调节负荷,避免对应的闲置燃烧器煤粉管中积粉;⑦对锅炉的吹灰、除渣应在燃烧稳定、负荷较高的情况下进行。

炉膛热力特性

炉膛热力特性 (furnace thermodynamic characteristics) 反映炉膛热负荷状况的热力参数集合。

描述炉膛热力特性的参数主要有:热功率、炉膛容积热负荷、炉膛截面热负荷、燃烧器区域壁面热负荷、辐射受热面热负荷和炉膛出口烟气温度等。这些热力参数的选择与锅炉制造和运行的经济性(造价、效率)及可靠性密切相关。

热功率 炉膛燃烧燃料所能释放出的热量,即 $Q = BQ_{\text{net,ar}}$, kW, 式中 B 为燃料耗量, kg/s; $Q_{\text{net,ar}}$ 为燃

料的低位发热量, kJ/kg 。

炉膛容积热负荷 q_v 按炉膛单位容积折算的单位时间内燃料的释热量(热功率), 它等于燃料发热量与每小时燃料消耗量的乘积除以炉膛容积 V_f 所得的商, 即 $q_v = BQ_{\text{net,ar}}/V_f$, $\text{kJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{h})$ (或 MW/m^3)。它是锅炉设计和运行的一个重要参数, 在一定程度上反映了燃料和烟气在炉膛内的停留时间和出口烟气被冷却的程度。锅炉设计中, 选取炉膛容积热负荷须依照两个条件: 燃料燃烧(或燃尽)需要的条件和使烟气及灰冷却需要的条件。

为了选用合理的 q_v 值, 一些厂家在计算标准或设计指导性文件中列有推荐值。燃油、燃气锅炉的 q_v 值较煤粉燃烧锅炉大; 燃用高挥发分、低灰分优质烟煤的锅炉, q_v 值较无烟煤及褐煤炉大。对于固态排渣煤粉燃烧炉膛, 大致在 $(324 \sim 720) \times 10^3 \text{kJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{h})$ (或 $0.09 \sim 0.2 \text{MW}/\text{m}^3$) 之间。煤粉炉的炉膛容积热负荷还与燃料及其灰渣特性、燃烧方式和燃烧器布置方式有关。

由于燃料消耗量、燃料发热量、炉膛容积等计算方法不尽相同, 各国生产的锅炉, 其炉膛容积热负荷值一般不能用来直接对比。

炉膛截面热负荷 q_F 按单位面积折算的单位时间燃料释热量(热功率), 它等于燃料发热量与每小时燃料消耗量之积除以燃烧器区域的炉膛横截面积 F_b , 即 $q_F = BQ_{\text{net,ar}}/F_b$, $\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ (或 MW/m^2)。

炉膛截面热负荷表征燃烧器区域的温度水平。在 q_F 一定条件下截面热负荷值过大, 炉膛呈瘦高型, 炉膛周界过小, 使燃烧器区域火焰温度水平偏高, 虽有利于燃料着火, 但对低灰熔点煤易引起结渣; 反之, 截面热负荷过小, 炉膛呈矮胖型, 即使燃烧器周围不结渣, 由于炉膛高度太小, 炉内火焰充满度不良, 易导致炉膛出口处烟温过高而结渣, 还可能引起燃烧不稳。

炉膛截面热负荷与燃料种类有关。一般说, 燃油、燃气锅炉炉膛的截面热负荷比煤粉炉大。煤粉炉的截面热负荷还与煤质特性、灰渣特性、燃烧方式、出渣方式等有关, q_F 值一般在 $(10.8 \sim 21.6) \times 10^6 \text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ (或 $3 \sim 6 \text{MW}/\text{m}^2$) 之间。它随着锅炉容量的增大而有所增大。

燃烧器区域壁面热负荷 q_b 按燃烧器区域单位表面积折算的单位时间的燃料释热量, 它等于每小时燃料消耗量与燃料发热量的乘积除以燃烧器区域的壁面积 A_b , 即 $q_b = BQ_{\text{net,ar}}/A_b$, $\text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ (或 MW/m^2)。

燃烧器区域壁面热负荷表征炉内燃烧器区域的温度水平和换热强度, 它反映燃烧器在不同布置方式下火焰分散或集中的程度, 在大容量锅炉设计中作为对容积热负荷和截面热负荷进行补充的设计指标。对于结渣性煤种趋于采用低 q_b 值, 难燃煤种则宜用较高的

q_b 值, 一般固态排渣炉膛 q_b 值多在 $(3.24 \sim 7.56) \times 10^6 \text{kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ (或 $0.9 \sim 2.1 \text{MW}/\text{m}^2$) 之间。

各国对燃烧器区炉壁面积的计算方法各不相同, 因此各制造厂给出的锅炉燃烧器区域壁面热负荷 q_b 值也不能用来直接对比。

辐射受热面热负荷 单位辐射受热面积在单位时间内吸收的辐射热, 有平均热负荷和局部热负荷之分。考虑了炉膛各面墙之间, 沿炉膛高度、宽度和深度各方面的热负荷分布不均匀系数之后而求得的数值, 即为各部位的局部热负荷, 其中, 最大热负荷可用于锅炉水动力计算和检验管壁温度工况。

炉膛出口烟气温度的 屏式过热器管束前或防渣管前(无屏式受热面时)或锅炉对流排管前烟道截面上的平均烟气温度。

炉膛出口烟气温度的选取是锅炉设计中的一个重要因素, 它影响到可靠性和经济性两个方面。从可靠性看, 须考虑避免炉膛出口对流受热面的结渣以及高温腐蚀, 故炉膛出口烟温不宜过高。燃烧固体燃料时, 任何情况下进入密排对流过热器前的烟温不得超过灰渣的变形温度。从经济性看, 由于炉膛出口烟气温度决定了锅炉辐射受热面和对流受热面吸热量之比, 炉膛出口烟温提高, 炉膛辐射受热面吸热份额减小, 对流受热面吸热份额增大, 反之则相反。由于各种受热面的吸热效果和制造成本不同, 合理选择炉膛出口烟气温度还能收到减轻锅炉金属总耗量和降低制造成本的效果。

li tang xuanxing

炉膛选型 (selection of furnace configuration-al parameters)

即炉膛轮廓选型。大容量燃煤火电机建设项目的可行性研究阶段, 根据设计煤质燃烧特性和机组承担负荷、经济性、可靠性方面的要求, 预先选择未来锅炉的燃烧方式和炉膛轮廓特性参数, 以便设备招标采购。这件工作之所以需要审慎进行, 是因为燃烧方式和炉膛大小及形状对同容量等级的锅炉常有较大差异, 一旦选择错误, 与煤质不相匹配, 就会影响机组整个寿命期间的经济可靠性, 而改造常是很困难和代价昂贵的。

煤的燃烧特性, 主要是指煤粉的着火特性、结渣特性和燃尽特性。煤的着火、燃尽特性与煤的类别及其区分指标(主要是干燥无灰基挥发分 V_{ad}) 有关。一般是 V_{ad} 减少, 着火燃尽性能变差, 但也非尽然, 对 V_{ad} 较低的煤类, 如无烟煤、贫煤等, 为区分确证其着火和燃尽特性的难易等级, 常须借助于一些模拟煤粉气流燃烧工况的试验台架或示差热天平等特殊仪器。煤在炉膛燃烧过程中的结渣附着行为与所含矿物质的诸多化

学物理因素有关,由于其机理的复杂性,尚未能找出准确可信的判断准则(灰熔融性温度具有一定代表性,但亦常与实际结渣程度不符);因此,对于疑似结渣的煤种,在当前亦有赖于燃烧试验台架的试验结果进行最终判别。

现代大容量燃煤锅炉大都是采用煤粉燃烧方式。可供选择的除角式燃烧(四角切圆燃烧)和墙式燃烧(前后墙对冲燃烧)外,对于无烟煤和贫煤还可选用拱式燃烧(U形或W形火焰下射燃烧)。前两种炉型已为数甚多,故俗称“常规燃烧方式”。选型工作涉及的往往是常规燃烧抑或拱式燃烧的问题;对于低挥发分煤种,还有制粉方式的选择问题。进入21世纪,为燃用含硫煤 $[S_A > (0.5 \sim 1)\%]$ 而较易达到环保要求,选用循环流化床燃烧方式的大型锅炉会逐渐增多,更增加了可供优选的炉型类别。

炉膛轮廓尺寸形状的选择随燃烧方式和煤质燃烧特性而定,主要是凭藉经验的积累。因此选型工作应拥有当代国内外大容量锅炉结构特征参数、煤质及运行效果数据库和专家咨询系统软件的支持。对于选型个案,要进行同类煤质多台炉型运行效果的优化对比分析。炉膛轮廓选型不需要确定出炉膛的具体结构尺寸,它应是锅炉承包厂商的份内之事。选型结果只需给出几个关键特征参数的允许使用范围或其上(下)限值,一般如炉膛容积热负荷 q_V 、断面热负荷 q_F 、燃烧器区壁面热负荷 q_b (见炉膛热力特性),以及诸如最高层燃烧器距大屏受热面最小高差等重要参数。按这些参数已能结合燃烧方式大致勾画出炉膛最小限度的尺寸图形。一般来讲,难燃煤要选用小 q_V ,大 q_F 和 q_b ;易结渣煤要选用小 q_V ,小 q_F 和 q_b ;随着机组容量的增大, q_V 趋向下降,而 q_F 和 q_b 有上升趋势。

ul: shume

陆路输煤 (land route coal transportation)

利用火车、汽车及其它运输工具,通过铁路、公路等将煤炭运抵火力发电厂的运输方式。接卸运煤车辆的专用机械设备和建(构)筑物称陆运卸煤设施。卸煤设施要求具有灵活高效的卸载能力,足够的受煤装置,接卸与输出能力相匹配的运输性能等。

陆路运输除早年在矿区内的个别火电厂采用架空索道和长距离带式输送机,将煤直接运抵电厂外,铁路运煤便是当前火电厂外陆路运输的主要手段。其次是汽车运输。

铁路运煤及卸煤设施 用于铁路运煤的车辆有:普通敞车、侧开门自卸车和底开门自卸车。适用于普通敞车卸煤的机械设有:斗链卸车机、桥式或门式抓斗卸煤机、螺旋卸车机和翻车机等。侧开门和底开门自卸

车只需设置接受装置,毋需配用卸煤机械设备。

斗链卸车机 整机由门型架跨于铁路上方沿地面对行走,用屏斗将煤从车皮挖出后提升至门架上方的带式输送机抛卸于铁路两旁。如与抓斗卸煤机配合使用可增加其卸车能力,并能节省抓斗卸煤机的数量,多用于小型火电厂。

螺旋卸车机 整机由机架、螺旋旋转机构、升降及水平行走机构四部分组成。主要利用方向相反的螺旋叶片转动产生推力,使车皮中的煤炭沿螺旋面向左右两侧卸出。按其支撑构架的不同可分桥型和门型两种。桥型螺旋卸车机,其桥架横跨铁路上方,沿敷设在铁路两侧、由支柱支承的连续梁上的轨道行走。由于工作机构及驱动装置都集中在桥架上,结构紧凑,作业方便。门式螺旋卸车机的机架为门型,整机横跨铁路线,沿敷设在铁路两旁的地面轨道行走,卸车时容易埋轨。

螺旋卸车机是中国在50年代末结合国内特点开发的卸煤机械,配合缝式煤槽和低位煤沟使用,最大卸车能力可达400t/h,在中小型电厂使用较多。

翻车机 将装有煤炭的普通敞车翻转一定角度,使车皮内的煤靠自重卸下的一种专用卸煤机械。使用中需设置缝式煤槽或地下煤斗作为受煤装置。翻车机的型式有转子式和侧倾式两种。被翻卸车皮的中心与翻车机转子基本同心的称转子式翻车机,卸煤时车皮和转子同时回转,将煤卸入下方的受煤斗中。被翻卸车皮中心与翻车机转子中心保持一定的偏心距离,借助转子的悬臂举升车皮,将煤倾卸在一侧的受煤斗中称侧倾式翻车机。

翻车机除设备本体外,需配备相应的调车装置和控制设备,才能实现自动调车和翻卸煤车的自动线。

翻车机铁路卸煤线的布置方式分贯通式和折返式。重车调入与空车集结同方向的称贯通式,相反的为折返式。贯通式布置调车设备环节少,铁路配线简单、调车作业方便,但铁路线较长,约需2km左右。折返式铁路配线较短,一般为0.5~1.0km,但需增加机车走行线、空车集结线及牵车台等,配线和设备布置比较复杂。中国多采用折返式布置,欧美各国环形铁路线较多,故多采用贯通式布置。

翻车机自动化程度高,作业速度和卸净能力高,运行可靠,已成为大中型火力发电厂普遍使用的专用卸煤机械,其平均出力可达1000~1500t/h。还有可以二节或三节车皮同时翻卸的翻车机。

国外有采用旋转式联轴器的列车,实现不摘钩翻车,可以大大增加出力。

底开车 火力发电厂专用的运煤自卸车辆。车辆底部两侧设有风动或手动开启的闸门,闸门开启后,借

助煤的自重自行卸车。中国生产的底开车,采用电控气动控制方式,可在车辆行进中卸煤,也可停车分组或单节车皮卸煤,可实现遥控或采用蓄电池组对单车近距离电控,当电源故障时还可利用事故控制箱手控作业。

侧开门自卸车是底开门车的改进型储能式自卸车辆,卸煤部位高,车门长度和开度大,可提高受煤沟(斗)的充满系数,其使用条件和配套设施与底开车相同。

欧美各国生产的电控液动储能式大型底开车,在车辆两侧各设有2个车门可同时卸载,是当前国际上最新型的自卸煤车辆。

采用底开车卸煤,工艺布置简单,配套的建筑设施为低位煤斗和长缝煤槽,毋需配其他卸煤机械。操作简单,卸煤速度快时间短,清车工作量小,适用于大型火电厂固定编组的专列运输。

汽车运煤 在陆路运输中仅次于火车运煤的又一种主要运输方式。汽车运煤在小型火电厂应用较多,但在距地方煤矿较近的电厂,近年来使用汽车运煤的比例也有所增加。常用的汽车卸车机有螺旋式和插板式两种,前者机架结构、行走方式和卸载原理与火车螺旋卸车机类同。后一种是利用插入汽车箱底的刮板将煤朝汽车尾部刮下。近年来还有一种大型自卸(后翻和倾翻两类)式汽车开始使用。汽车卸车机的卸载效率与汽车载重量直接有关。接受装置为长缝式煤槽或地下

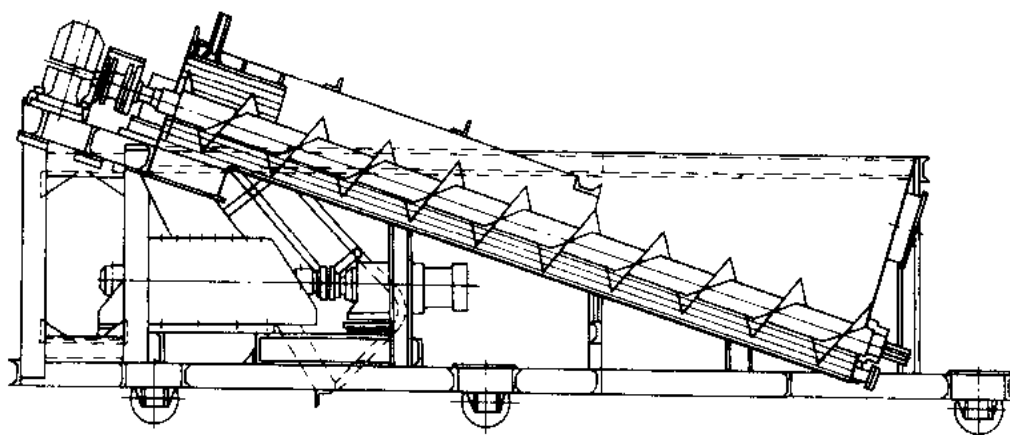
煤斗。中国从80年代中期开始研制,目前已有专业的制造厂家。

煤的解冻设施 在严寒地区,由铁路运煤且运距较长时,煤炭会在煤车内冻结。为便于冻结后的煤车卸载,需设煤车解冻设施。一般采用蒸汽加热、红外线加热、热风加热等解冻方法。还可采用冻煤钻松机,将冻煤钻松后卸车。

uòxián chūzhāqī

螺旋出渣机 (screw conveyor for bottom ash removal)

利用旋转的螺旋叶片推动炉渣在槽中移动而排出炉渣的输送机械,又称蛟龙出渣机。它与炉膛冷灰斗下部的过渡渣斗和出渣机排渣端的碎渣机共同组成一套机械排渣装置。如图,这种出渣机由斜置的螺旋叶片渣槽、驱动装置和支撑构架组成。炉膛中炽热炉渣经过渡渣斗进入充水的渣槽,经淬冷破碎后沉积和充满位于槽底的螺旋叶片始端空间,并输送至出渣机高处的排渣口,随后经过碎渣机碎渣,或不经碎渣机排入渣沟。在运行中,渣槽内不断供给工业补给水,保持槽内水温不超过60℃。对悬吊式锅炉,过渡渣斗与炉膛冷灰斗之间或过渡渣斗与渣槽之间设有密封膨胀装置,用以密封和补偿炉膛热膨胀。螺旋输送倾角一般小于20°,螺旋转速4~5 r/min,排渣量4~8 t/h。这种出渣机结构紧凑,布置灵活,按锅炉容量每台锅炉可配一台至数台。它多用于灰渣较疏松的小型固态排渣



螺旋出渣机

煤粉锅炉和层燃炉。

对于流化床锅炉排渣,因灰渣温度高应采用水冷螺旋出渣机(见冷渣器)。

lǒngé qīngxǐ

络合清洗 (chelating agent cleaning; complexing agent cleaning)

见锅炉化学清洗。

M

Madingba Faodanchang

马丁巴发电厂 (Matimba Power Plant)

位于南非北部城市埃利斯拉斯 (Ellisras) 西北, 是当今世界上采用直接干冷系统单机容量最大电厂。电厂外观参见彩图插页第 9 页 19 图。电厂装设 6 台 665MW 机组。第一台机组于 1987 年 9 月投产, 1991 年全部建成, 总装机 3990 MW。1989 年 4 台机组运行时, 供电热效率为 32.5%, 折合煤耗标准煤 378 g/(kW·h), 约比同容量湿冷机组差 5%~8%。

电厂采用煤电联营方式。主要燃用附近伊斯科 (Isacor) 煤矿公司格鲁特赫勒克 (Grootevlei) 露天矿的大量低质煤。该地区水资源极为缺乏, 这就决定了电厂必须采用干冷。采用干冷系统后该厂年平均单位耗水量仅 0.17 L/(kW·h)。

基本生产设施 格鲁特赫勒克露天矿区内设有储量 120 万 t 的煤场和 9 万 t 的日用煤场。破碎到 25 mm 后用皮带以 3600 t/h 的输送率送入电厂 6 个 4650 t 的煤罐中, 再送入每炉五个 850 t 的煤斗。制粉系统为直吹式, 采用双进双出筒式钢球磨煤机, 每炉 3 台。锅炉为直流炉, 蒸汽参数为 16.1/4 MPa、540/540℃, 蒸发量 2016 t/h, 由法国斯登 (Stein) 公司在南非的 SEIVA 厂制造。汽轮机由德国 MAN 公司生产, 系四缸四排汽冲动式。发电机为水氢氢冷却, 由法国阿尔斯通一大西洋 (Alsthom Atlantique, AA) 公司生产。

全负荷时每台锅炉每日排出 280 t 渣和 2500 t 细灰。细灰加工成湿饼状与渣掺合, 然后由地面运送系统送至地表堆置场, 就近铺开, 再覆盖 200 mm 厚的土层, 再在表层植草。

干冷系统 直接干冷机组的基本生产流程如图 1, 电厂地区环境温度为 -4℃到 +40℃, 设计年送出电量每机为 4075 GW·h, 汽轮机年平均背压为 19.8 kPa。汽轮机低压缸排汽通过二根直径 3 m 的排汽管, 再分成八根直径 2.5 m 的配汽管引入布置于汽机房外侧高 45 m 平台上的八组直接干冷凝汽器。每组包括 5 个空气冷凝器 (主凝器) 和 1 个空气分凝器, 分凝器布置在主凝器之间 (一侧为 3, 另一侧为 2)。每台机组

的平台面积为 85 m×72 m, 主凝器和分凝器下各设置 1 台直径 9.2 m 的轴流风机, 每台机组共 48 台风机。风机转速 125 r/min。

由定速电机通过减速箱拖动, 电动机功率 270 kW。满负荷时电动机总消耗功率为 11.2 MW, 占机组出力的 1.8%。冷却强度根据

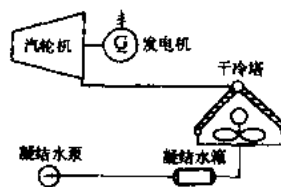


图 1 基本生产流程图

湿球温度和机组负荷, 用改变运行风机台数的方法进行调节。

冷凝器由冷却部件组成, 冷却部件由 10 m 长的双层椭圆形钢管外套长方形散热片构成。冷却部件用框架组成三角形散热器管束, 进汽总管布置在三角形顶部 (见图 2)。蒸汽先由配汽管从上向下流入 5 个主凝器被冷凝, 此时凝结水流动方向与蒸汽相同。未被冷凝的蒸汽和一些不可冷凝的气体与空气的混合物, 经主凝器下部 14 根管汇集到 1 根总管, 从下向上流过分凝器。在分凝器中, 凝结水由上向下流动, 与蒸汽形成逆流, 并受到加热。不可凝气体由分凝器顶部被抽气器抽出, 凝结水则由下部管子收集到凝结水箱, 经精处理后回到主系统。逆流的分凝器的设置, 避免了在主冷凝器中形成局部的“死区”, 可防止管道被冻裂和方便气体的抽出。

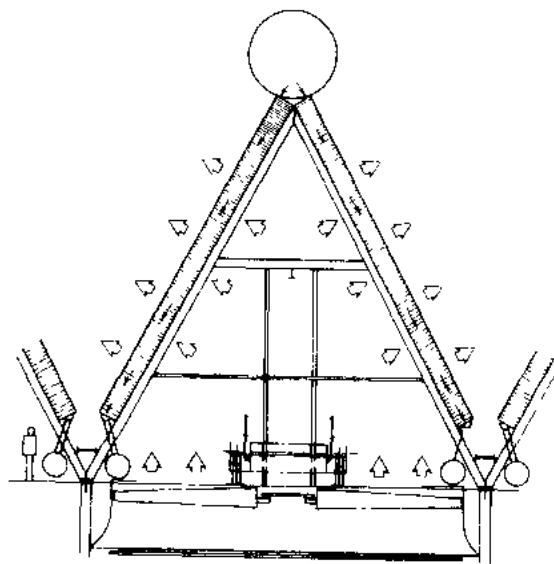


图 2 GEA 型干冷凝汽器

机组空冷凝汽器管的总长为 405000 m, 总冷却面积为 1129241 m², 总重 4012.8 t, 采用钢管钢片热浸锌法防腐, 使用寿命估计可达 35~40 年, 由德国 GEA 公司在南非设厂生产供货。

干冷机组运行 空冷凝汽器是按初始温差 (ITD)

设计的。马丁巴电厂是矿口电厂,经优化后选取的 ITD 较高,为 39.7℃。实际运行情况是,大气温度 35℃时凝结水温约 73℃(背压 35 kPa),此时可满发运行。超过此温度则要减负荷运行,维持背压在 35 kPa 左右。当大气温度达最高 42℃时,大约降负荷到 500 MW,但全年出现减负荷的时间及所减发电量均不多。

空冷凝汽器的真空系统总容积 7600 m³,而常规湿冷机组只有约 3000 m³,因此启动时要有较大的蒸汽抽气器,需要在 30 min 内能将背压降到 30 kPa,再有 30 min,降到 10 kPa,正常运行时则不需特殊加大,而是按凝汽量来选定。

马丁巴电厂投产后运行情况正常,自 1 号机投运后 11 年来,未发生过由于机械或土建方面问题而使机组强迫停运。但由于风向的特殊情况,在开始的(40 单元机组·年)时期内曾因汽机背压突然升高过快,发生过 12 次机组跳闸。虽然电量损失每年只占 0.68% 左右,但给电网调度带来很大不便。这种情况,往往发生在西侧来风风速大于 20 m/s 时,即风由锅炉房侧来风,在冷却器区产生涡流,使冷却效果下降,导致汽机背压很快上升,超过允许速度。为解决此问题,ESKOM 做了很多测量和研究,并进行了多方案的改进的比较。在 1995 年前,完成了对汽机房和冷却器“挡风墙”的改造,得到了明显效果。根据 1995~1997 三年(12 单元机组·年)的统计,没有发生由于气象因素导致汽机跳闸停机的情况。改造所费投资不到电厂投资的 0.5%,机组容量减发率每年由 0.68% 降到 0.3%。该厂的改造经验,可供其他类似大型空冷电厂的借鉴。

mashiti naregang

马氏体耐热钢 (martensitic heat resistant steel)

热处理正火后得到马氏体组织或马氏体加贝氏体(包括少量铁素体)组织的耐热钢。一般为中等含铬量到高含铬量为基并加有其它强化元素的耐热钢,主要由三部分组成:①含 5% 铬并加有强化元素,如 1Cr5Mo 等;②含铬 9% 合金钢为基并加入钼、钒、铌、铝、氮和钨、硼等强化元素的合金钢,如 9Cr-1Mo、10Cr9Mo1VNb(美国 ASME 分别称为 P9、T9 和 P91、T91)等;③含铬 12%~13% 合金钢和以其为基加入钼、钼、钒、铌、镍、硼等强化元素的合金钢,统称 12% 铬钢。如 1Cr13、德国钢号 X20CrMoV121 (F12)、2Cr12NiW1Mo1V(美国钢号 C-422)等。马氏体耐热钢均在正火加回火或淬火加回火的热处理后使用。其金属工作温度范围为 550~650℃,介于珠光体耐热钢和奥氏体耐热钢使用温度范围之间。按合金元素含量,除含 5% 铬的钢外,均为高合金钢。马氏体耐热钢在 20

世纪较早年代中就已存在,例如用于汽轮机叶片的 1Cr13、2Cr13 等,40~60 年代出现含 9% 铬的 9Cr-1Mo 和 12% 铬的 X20CrMoV121、X20CrWMoV121 等作为锅炉管子用钢材料,但影响其广泛使用的因素是高温强度较低而且焊接性能也差。70~80 年代以来,世界上为实现环保对火力发电厂 CO₂ 排放的限制的主要措施是发展出 600℃ 温度 10⁵ h 持久强度极限超过 100 MPa 的新型马氏体耐热钢,已成功地开发出在 9Cr-1Mo 钢基础上添加钒、铌、铝、氮等强化元素的并在美国 ASME 标准中被称为的 P91、T91 钢,由于其高温强度高,且焊接性能也已改善因而在亚临界机组和超临界机组上获得广泛的应用。另外,还发展了在 P91、T91 基础上添加钨和硼并已列入美国 ASME 标准的 P92 和 T92 钢以及在 12% 铬钢基础上添加 2% 钨和其它强化元素的并也已列入美国 ASME 标准的 P122 和 T122 等。它们具有比 P91、T91 更高的高温强度,可用于更高参数的火力发电机组的受热面管子和蒸汽管道。

性能 新型马氏体耐热钢有较好的综合性能。①高温强度高,并有良好的塑性配合,且组织性质稳定性好。这主要是依赖了多种强化机制的综合作用。它们是:溶入固溶体合金元素的固溶强化,碳化物、氮化物如 AlN、NbN 等以及金属间化合物的弥散强化以及板条状马氏体的结构强化等。另外,还有含硼钢的硼的晶界强化等。这些强化机制在其使用温度下稳定、持久。②抗氧化抗腐蚀性能好,这是由于钢中较高含铬量的作用。并且无晶间腐蚀倾向。③钢的比重、线膨胀系数、比热和弹性模量等物理性能与珠光体耐热钢十分接近。这可以显著避免异种钢焊接接头因膨胀系数相差过大而造成的提前损坏,如奥氏体耐热钢和珠光体耐热钢异种钢焊接接头。导热性劣于珠光体耐热钢但优于奥氏体耐热钢。④价格比奥氏体耐热钢低廉,相比于珠光体耐热钢,虽单价较高,但由于强度高减少了壁厚,其综合造价反比珠光体耐热钢低。

应用 马氏体耐热钢作为亚临界和超临界火力发电机组高温用钢已在受热面管子和蒸汽管道、汽轮机叶片、螺栓及汽缸等处获得广泛的应用。如 P91、T91 以及 X20CrMoV121 等工作温度为 550~650℃ 的锅炉受热面管子、联箱和高温蒸汽管道;1Cr13、2Cr13、1Cr11MoV、1Cr12WMoV、2Cr12NiMo1W1V(美国钢号 C-422)、2Cr12WMoVNbB 以及 2Cr12Ni2WMoV 等作为汽轮机 590℃ 及以下各温度下的叶片及长叶片;2Cr12NiMo1W1V 作汽轮机高温螺栓;另外,尚有 12% 铬钢铸钢作为超临界汽轮机汽缸以及 1Cr5Mo 可作为工作温度 650℃ 以下的燃气轮机汽缸衬套等。

011

煤 (coal) 一种含碳丰富的固体化石燃料，是一种重要的一次能源。中国是世界上采煤、用煤最早的国家之一。据历史记载，在1500多年前中国已开始用煤来炼铁，到13世纪初中国用煤已相当普遍；而欧洲则是在18世纪产业革命之后才比较广泛地利用煤炭资源。至今，煤已成为世界上重要的动力燃料和化工原料。中国有丰富的煤炭资源，至1999年底，已探明煤炭保有储量为10070.7亿t，主要分布在山西、内蒙古、陕西、新疆、贵州、宁夏、安徽等七省区。其中山西、内蒙古和陕西的储量最大，约占全国储量的63.5%。

煤炭目前主要是作为一次能源直接燃烧而加以利

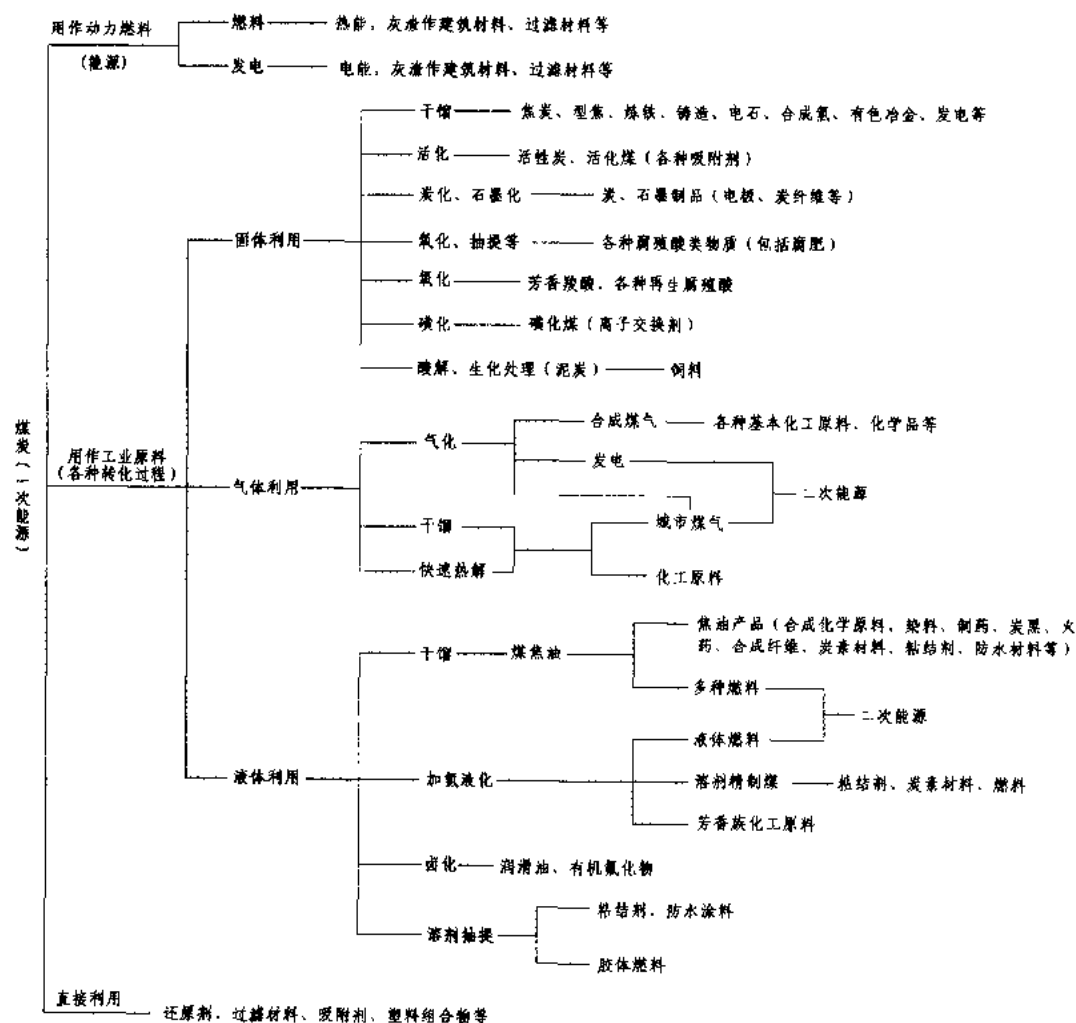
用。特别在中国，煤炭能源占一次能源总量的75%左右，而工业锅炉和窑炉、发电和民用要用掉原煤总产量的90%左右（见表1），煤在中国的能源中占有举足轻重的地位。

表1 中国煤炭消费基本构成（以原煤量计）（%）

工业锅炉和窑炉	发电	炼焦	铁路	民用
41.6	28.6	10.1	2	17.7

近年来各国致力于开发将煤转化为清洁的二次能源的气化和液化工艺，以获得煤气或人造液体燃料，不仅运输和使用方便，而且可以显著减轻煤直接燃烧所造成的污染。表2所示为煤炭综合利用的大致途径，煤的综合利用使煤的应用进入一个崭新的时期。

表2 煤炭综合利用途径



煤的生成 煤是由植物形成的，大致经过两个阶段：泥炭化阶段和煤化阶段。泥炭化阶段是在地面沼泽中发生的，植物残体在水中与空气隔绝的条件下受微

生物的生物化学作用而形成泥炭，随着造煤植物不断堆积形成了积聚的泥炭层，泥炭化阶段历时数千年到数万年。

在煤化阶段,由于地壳运动,泥炭层下沉,它被其他沉积物覆盖,并逐渐被压实、脱水、浓缩而逐渐固结和煤化成岩。煤化过程首先形成的是褐煤。如地层继续下沉和覆盖物加厚,煤在压力、温度的长时间作用下使水分和挥发分降低、空隙率变小、密度增加,逐渐变为烟煤以至无烟煤。由于经受的变质程度不同而形成了不同特性的煤种。煤化阶段历时约数百万年乃至数千万年。

煤的特性 煤是一种可燃矿物,其宏观特征随煤种不同而异,表3所示为各种煤炭的主要特征。

表3 各种煤炭的主要特征

特征	泥炭	褐煤	烟煤	无烟煤
颜色	棕褐色为主	褐色、黑褐色	黑色	灰黑色
光泽	无	多数暗	有一定光泽	金属光泽
外部条带	有原始植物残体	不明显	呈条带状	无明显条带
燃烧现象	有烟	有烟	多烟	无烟
水分	多	较多	较少	少
密度 (g/cm ³)	—	1.1~1.4	1.2~1.5	1.4~1.8
硬度	很低	低	较高	高

烟煤中变质程度最高的称贫煤,它的性质介于烟煤和无烟煤之间,且与挥发分 V_{daf} 含量有关; V_{daf} 含量较低的贫煤,燃烧性能与无烟煤接近。一般 $V_{daf} \leq 10\%$ 为无烟煤, $V_{daf} > 10\%$ 为贫煤。

煤作为燃料,其主要特性之一是煤的燃烧反应能力和煤在燃烧过程中生成的灰的性质。前者主要取决于成煤过程中的煤化程度,后者取决于煤中矿物质的组成。这些特性可以通过对煤的工业分析、元素分析来作出初步判断。一般说,煤的工业分析和元素分析中,挥发分含量高,特别是含氢量和含氧量高,则煤的燃烧反应能力强。由煤的灰分析和灰熔点测定可知灰的熔融特性和黏滞特性,若灰易熔融或黏滞性大,则会给燃煤锅炉运行的可靠性带来不利影响。

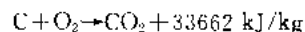
煤的发热量也是煤的特性之一,它是评价煤质的重要指标。(见煤质分析)

煤的化学组成 煤中的主要元素成分是碳、氢和氧,较少的元素是硫、硅、氮、铝、铁、钙、镁、钾、钠和钛。基本上地球上所存在的各种元素在煤中都存在,各种元素结合组成有机和无机化合物,构成煤中的有机物质和矿物质。

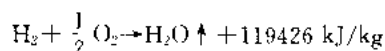
组成煤中有机物质的化学元素有碳、氢、氧、氮和硫。这些元素的含量是计算燃烧所需空气量、燃烧产物和煤发热量的基本数据。它又可表征煤的燃烧反

应能力。

碳 是煤最主要的组成元素,在干燥无灰基中的含量约为 60%~97%,随煤化程度的增加而增大,当它完全燃烧时生成二氧化碳并放出热量,即



氢 是煤的第二个主要组成元素,一般在干燥无灰基中含量为 1.5%~6%,随煤化程度增加而减少。一般说,煤中含氢量愈高,煤的反应能力愈强,在燃烧中与氧化合生成水并放出热量,即



氧 煤中氧含量变化很大,随煤化程度的增加而减少,变化幅度为 0.5%~30%。它与煤中可燃元素呈化合状态,从而降低了发热量。

氮 在煤的干燥无灰基含量中约为 0.3%~3.5%。煤燃烧时,其中部分氮和氧化合生成氮氧化物(NO_x),是构成排烟中 NO_x 含量的主要部分,会造成环境污染。氮是煤中无益于燃烧的组分。

硫 以有机化合物、硫化物和硫酸盐三种形态存在于煤中。煤的含硫量多在 0.5%~2%,最高可达 8%左右。硫燃烧时生成 SO_2 ,会导致金属设备的腐蚀,随烟气排入大气则会污染环境,它是煤中的有害组分。

煤的矿物质 煤中所含的矿物质是由植物原生矿物质和成煤过程中从外界逐渐进入到煤中的矿物质以及采煤过程中混入的矿物质三部分组成。前两部分为煤的内在矿物质,不易清除,而后者可用洗选方法除掉。内在矿物质在煤中有两种赋存形态,即可见杂质和细致杂质,它们可以从煤的显微组分中看出。

煤燃烧时,矿物质在高温下产生一系列分解、化合及挥发反应后剩下不可燃的残渣——灰分,其主要成分通常用含金属和非金属的氧化物表示,主要是: SiO_2 、 Al_2O_3 、 Fe_2O_3 、 CaO 、 MgO 、 K_2O 和 TiO_2 。灰成分决定灰熔点的主要因素,灰中 SiO_2 和 Al_2O_3 所占比例大,则灰熔点高,如果 Fe_2O_3 、 CaO 、 MgO 易熔成分含量大,则灰熔点低。低灰熔点的煤不利于锅炉燃烧,它容易引起锅炉燃烧室结渣和受热面沾污,从而降低运行可靠性和经济性。

煤的分类 表4所示为硬煤国际分类,它首先按干燥无灰基挥发分把煤分成 0~5 和 6~9 十个类别,其中 $V_{daf} > 33\%$ 的年青煤再以恒湿(相对湿度 96%)无灰基高位发热量作为划分类别的辅助指标。

中国动力用煤概况 用于直接燃烧将产生的热能转化为动力的燃料煤,称为动力用煤。中国动力用煤储量中褐煤约占 17.9%,烟煤约占 37.95%,贫煤约占 7.79%,无烟煤约占 16.74%,未分类煤约占 19.36%。

中国南方还有相当丰富的低质煤资源,包括石煤、油页岩、泥炭等,其发热量一般低于 12560 kJ/kg (3000 kcal/kg),有的也可利用。

表 5 所示为中国目前主要发电用煤的煤质特性。

表 4 硬煤国际分类

组别 (根据黏结性确定)			代 号										
组 号	确定组别的指数 (任选一种)		代号的第 1 位数字表示煤的类别,系根据挥发分或发热量确定。 第 2 位数字表示煤的组别,系根据黏结性确定。 第 3 位数字表示煤的亚组别,系根据结焦性确定。										
	坩埚膨 胀序数	罗加指数											
3	>4	>45						135	535	635			
								334	434	534	634		
								333	433	533	633	733	
							332a	332b	432	532	632	732	832
2	$2\frac{1}{2}\sim 4$	20~45						323	423	523	623	723	823
								322	422	522	622	722	822
								321	421	521	621	721	821
1	1~2	5~20				212	312	412	512	612	712	812	
						211	311	411	511	611	711	811	
0	0~1/2	0~5	000	100		200	300	400	500	600	700	800	
类别号数			0	1		2	3	4	5	6	7	8	
确定类型 的指数	干燥无灰基挥发分 (%)	0~3	>3~10		>10~14		>14~20	>20~28	>28~33	>33	>33	>33	
			> 3~6.5	> 6.5~10									
	发热量 (kJ/kg) (恒湿无灰基) (30℃, 湿度 96%)	—	—		—		—		—		>32448	>30145 ~32448	>25530 ~30145
			—		—		—		—		—		
以挥发分指数 (煤中挥发分≤33%) 或发热量指数 (煤中挥发分>33%) 确定													

以挥发分指数 (煤中挥发分 $\leq 33\%$) 或发热量指数 (煤中挥发分 $>33\%$) 确定

注: 1. 如果煤中灰分过高, 为了使分类更好, 在试验前应用比重液方法 (或用其他方法) 进行减灰, 比重液的选择应能够得到最高的回收率和使煤中灰分含量达到 5%~10%。

2. 332 a $V_{\text{daf}}>14\%\sim 16\%$; 332b $V_{\text{daf}}>16\%\sim 20\%$ 。

表 5 中国主要发电用煤煤质特性一览

序号	煤种	工业分析 (%)			元素分析 (%)					低位发热量 $Q_{\text{net,ar}}$ (MJ/kg)	灰熔点 (°C)		
		M_{ar}	A_{ar}	V_{daf}	C_{ar}	H_{ar}	O_{ar}	N_{ar}	S_{ar}		DT	ST	FT
1	永无烟煤	9.47	27.13	5.32	58.36	1.04	2.30	0.49	1.21	20.41	1320	1400	1440
2	晋城无烟煤	11.07	16.67	6.82	66.30	2.13	2.71	0.82	0.30	24.96	1440	>1500	
3	松辽无烟煤	9.43	16.96	11.75	65.47	2.68	2.31	1.10	1.92	24.29	1380	1420	1440
4	沁安贫煤	7.56	20.22	18.49	63.49	3.18	4.17	1.03	0.26	24.54	>1500		
5	铜川贫煤	6.00	30.08	22.00	52.99	2.88	4.53	0.70	2.82	21.10	1400	1450	1480
6	神木烟煤	16.45	7.19	23.56	61.74	3.35	9.95	0.69	0.63	22.90	1120	1150	1180
7	大同烟煤	7.61	11.05	31.21	68.72	3.85	6.99	0.75	1.03	26.49	1150	1170	1190
8	淮南烟煤	6.00	19.74	38.00	60.82	3.99	7.45	1.33	0.67	24.30			
9	义马烟煤	17.00	16.60	41.00	49.67	3.19	11.55	0.66	1.33	19.70	1230	1250	1500
10	开滦洗煤	8.90	33.67	35.00	46.46	3.65	5.45	0.86	0.91	17.20	>1500		
11	井陘洗煤	9.00	39.13	28.00	43.52	2.81	3.46	0.78	1.30	15.70	>1500		
12	阜新烟煤	16.72	13.32	39.32	54.33	3.30	11.21	0.69	0.43	20.13	1060	1090	1120
13	伊敏褐煤	40.40	8.65	47.28	35.70	2.48	12.29	0.33	0.15	12.19	1178	1228	1241
14	霍林河褐煤	30.45	21.14	18.37	31.64	2.22	13.40	0.56	0.59	12.07	1480	>1500	
15	凤鸣村褐煤	46.82	12.70	53.67	25.82	1.85	9.84	0.75	2.22	9.10	1210	1330	1370

综观中国目前动力用煤特性,大部分无烟煤产地在晋东南和西南地区,煤的挥发分并不太低,西南地区无烟煤含硫量较高。贫煤较多产于晋中、晋东南和四川、陕西地区,后者含硫量较高,灰熔点较低。褐煤大部分产于内蒙地区,是煤化程度较高的老年褐煤。云南地区褐煤储量不少,多数是高水分的年青褐煤。烟煤是储量、采量最多的煤种,煤质差异很大,其中含灰分较高、发热量偏低的动力用烟煤为数不少。近年来,少量极低灰分的优质烟煤,有的制成水煤浆试用于燃油锅炉以煤代油的燃烧。

在现有中国的动力用煤中,最难燃烧的煤种是河北万年无烟煤和福建加福无烟煤,挥发分含量极低($V_{\text{daf}} \approx 4\%$),燃烧稳定性和燃尽特性均很差。

煤燃烧与环境保护 见锅炉燃料。

煤燃烧技术展望 煤是目前世界上继石油之后占第二位的主要一次能源,用于火力发电则是占第一位的主要燃料。提高煤燃烧的可靠性和经济性以及满足环境保护的要求,是发展煤燃烧技术的主要目标。目前以煤粉悬浮燃烧为主的燃烧技术已积累了丰富经验,在今后相当长的时期内仍会被沿用,在采取防治污染措施后,该技术将日臻完善。流化床燃烧技术,由于它对煤种有广泛的适应性和具有脱硫、脱硝功能,已获得长足进展。洁净煤发电技术已成为发电行业可持续发展的关键。

meichang pa shui chuli

煤场排水处理 (treatment of coal pile runoff)

对从煤场流出的排水径流进行处理,使符合有关排放标准和回用要求的工艺。降水时煤场范围内的径流70%由煤层表面流出,污染较轻;30%通过煤层渗出,水质污染较重。排水的性质取决于煤的化学组成。对含硫量高的煤,煤场排水一般呈酸性,溶解固形物和硫酸盐含量高,重金属浓度相当高,有时会有砷的化合物;对含硫量低的煤,煤场排水呈中性,全固形物含量较高,其中约85%是细煤末为主的悬浮物,有时含有高浓度的重金属。所以煤场排水不能直接排入水体或简单地回收利用。

煤场排水处理,首先在煤场四周设一排水沟以便汇集排水,再将汇集到的水排入沉淀池内,根据排水所含杂质的性质及其含量的高低选用以下处理方法,以便排入水体或作它用:①沉淀池上部澄清水、所含杂质符合工业废水排放标准,可直接排入水体,池内下部煤末等沉淀物可定期挖出返回煤场;②沉淀池中排水可经过过滤设备除去所含悬浮物,再用作煤场喷水或输煤系统除尘用水。过滤设备可采用压力式过滤器;③当煤场排水酸性或重金属含量较高时,可将其注入电厂

水力除灰系统中,借灰水的碱性以中和酸性物质,并使重金属呈氢氧化物除去。对于干式除灰系统的电厂,可对这种排水采用石灰澄清处理,或者排到废水集中处理装置的有关部门进行处理。处理后的煤场排水,若水质合格,也可用作电厂凝汽器循环冷却系统的补充水。

meifen fenpeiqi

煤粉分配器 (pulverized coal distributor)

在直吹式制粉系统中使各一次风管中风和煤粉实现均匀分配的装置。在中速磨煤机出口煤粉送入各一次风管时或者煤粉管分叉时,由于煤粉气流的旋转和惯性离析,磨煤机出口的一次风管或分叉后的一次风管往往出现较严重的粉量分配不均,从而引起各管的风量分配不均。一次风管阻力虽然可以在冷态下通过各管中安装的节流管圈进行调匀,但这也防止不了热态下由于煤粉旋转和惯性离析引起的粉量和风量分配不均,即使经过设计与调整,冷态下各管风量分配偏差为 $\pm 5\%$,热态运行时,煤粉分配最大偏差可达 $\sim 35\%$,因此需要通过煤粉分配器实现一次风管的均匀分配。

常用的煤粉分配器有扩散型、格栅型和肋片导流型等。扩散型装于RP(HP)磨煤机、E型磨、MBF型磨煤机壳体内部的出口部位(图1)。它是使煤粉气流通文丘里型流道先收缩再扩散,从而实现磨煤机出口一次风管(通常为4根)的风粉分配均匀。带有扩散型煤粉分配器的一次风管的风量分配最大偏差约为 $\pm 15\% \sim 20\%$ (相对4管平均风速),粉量分配最大偏差约 $\pm 20\% \sim 25\%$ (相对4管平均粉量)。中速磨煤机出口一次风管的煤粉分配还与分离器挡板开度及风量大小有关。风量大及挡板开度小时,气流旋转强度大,风粉分配趋于均匀。格栅型煤粉分配器外形见图2。它将煤粉气流均分成若干格,每格及相邻格的煤粉气流分别导入左右两侧煤粉管内,两侧煤粉管还可再行分配,从而实现一分为四的管道均匀分配。原德国Babcock公司的MPS磨煤机专利技术中,磨煤机内无分配均匀装置,它是通过在管道中安装格栅型煤粉分配器实现均匀分配。格栅型的煤粉分配器其风量最大偏差约为 $\pm 5\% \sim 10\%$ (相对4管平均风速),粉量最大偏差约为 $\pm 10\% \sim 15\%$ (相对4管平均粉量)。但格栅型煤粉分配器阻力较大,约达1000~1500 Pa,另外在煤粉管道布置中占据了较大的空间高度(约2.3~3.3 m)。

肋片导流型煤粉分配器外形如图3所示。它是装在管道90°转向处,实现一分为二的布置。通过肋片方向的调节可以实现一分为二后的风粉均匀分配。安装于淮南电厂E70磨煤机出口管道上的肋片导流型煤粉分配器,分配效果较好。在分配器前具有32D垂直

高度条件下,粉量不均匀度仅为5%(与平均值的最大偏差)。

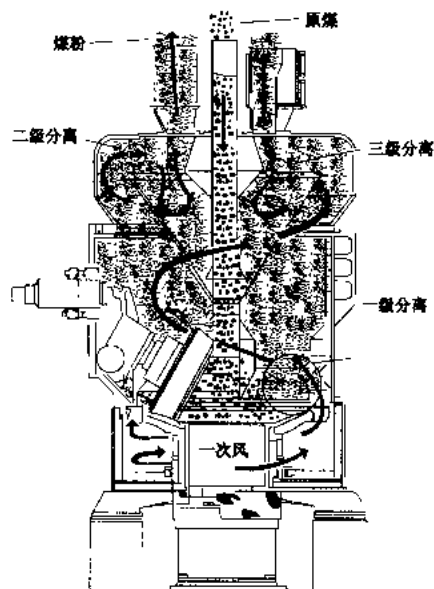


图1 HP磨煤机出口扩散型煤粉分配器

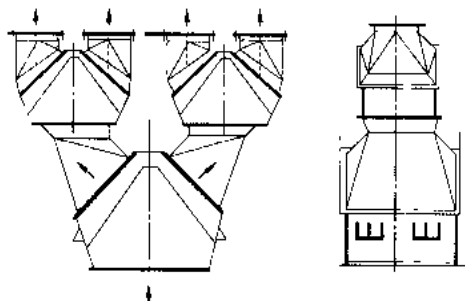


图2 格栅型煤粉分配器

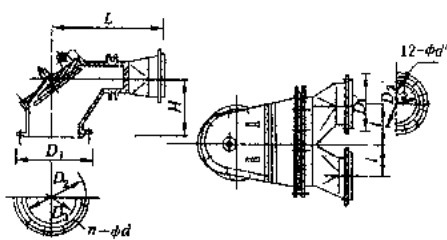


图3 肋片导流型煤粉分配器

煤粉制备系统

(pulverized coal preparation system)

为满足锅炉燃烧要求,将原煤碾磨成细粉并经气力输送方式以一定风煤比和温度将其送进锅炉炉膛,进行悬浮燃烧所需设备和有关管道的组合。

煤粉制备系统 分成按锅炉为单位配置的单元制制粉系统及按全厂设置一个公用制粉车间的集中制粉系统。除原苏联而外,国际上近代火电厂均采用单元制制粉系统。又可分为:①直吹式制粉系统;②中间储仓式制粉系统。

直吹式制粉系统 磨煤机磨制的煤粉由磨煤机干燥剂携带直接送入锅炉燃烧的制粉系统。直吹式制粉系统的工艺流程简单,管道短捷,布置紧凑,有利于防爆,在锅炉低负荷工况下磨煤机的碾磨细度较细,进入炉膛的湿蒸汽量较少,有利于锅炉的燃烧。当与中速磨煤机或风扇磨煤机相匹配时制粉系统的电耗较低,故在燃用烟煤、褐煤的火电厂中获得了广泛应用。当与双进双出筒式磨煤机相匹配时,虽然制粉电耗较高,但带来了适应煤种范围广、磨煤机运行周期长等优点,故在燃用高磨损性的易爆烟煤及部分低挥发分贫煤、无烟煤的电厂中也得到了广泛应用。直吹式制粉系统按磨煤机内热空气压力状态分为负压和正压两种。在正压系统中又分热一次风机和冷一次风机两种。

负压直吹式制粉系统 在磨煤机出口装设有耐磨排粉风机,磨煤机在负压状态下工作。这种系统在磨煤机密封设计方面的要求相对较低,但排粉风机的磨损严重,又不能利用空气预热器出口热风的剩余压力,使输粉电耗较高。随着正压磨煤机产品的完善化和实用化,目前负压直吹系统已很少采用。

正压直吹式制粉系统 以专用的一次风机使磨煤机处于风机的正压状态下工作,此时不再设磨煤机出口的耐磨排粉风机。由于煤粉气流中无转动机械,又避免了磨煤机负压运行时冷空气漏入会降低磨煤机干燥出力这一弊病,使磨煤机的工作条件和经济性都较好。但正压磨煤机如密封不良将发生冒粉而污染环境,甚至使煤粉窜入设备轴承内影响正常润滑。为确保磨煤系统的严密,需向磨煤机和给煤机供应足够压力和数量的密封风,一般需配备专用的密封风机。正压直吹式制粉系统所需的一次风压较一次风压要高出许多,风量却仅占燃烧风量的 $1/4 \sim 1/5$,所以正压系统都设有专用的一次风机。专用一次风机设在锅炉空气预热器之前的称为冷一次风机系统[图1(b)],设在空气预热器之后的称为热一次风机系统[图1(a)]。热一次风机的结构较为复杂,工作条件较差,且所输送的热风容积流量比冷一次风机容积流量要大得多,风机电耗较大。从运行可靠性和经济性出发,在大型锅炉上通常采用冷一次风机系统。但冷一次风机系统需与三分仓或四分仓空气预热器相匹配,相应的空气预热器结构较复杂、投资较大,一次风侧的漏风量也较大,故有时尚须结合空气预热器的选型来确定是否采用冷一次风机系统。为了简化空气预热器的结构而又能采用冷一

次风机系统,有的锅炉制造厂采取了设置专用一次风的管式空气预热器的设计方案。

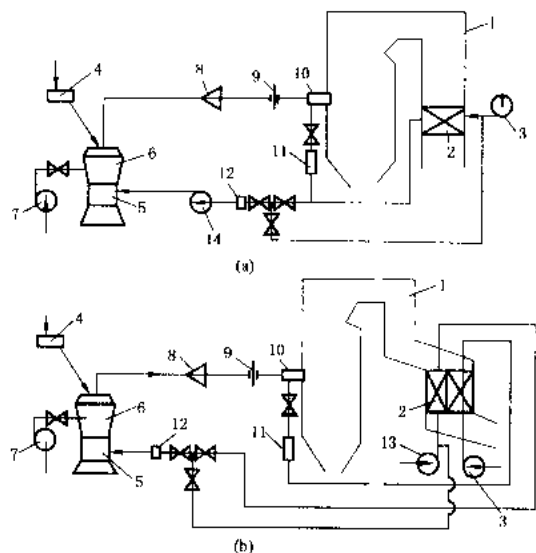


图1 正压直吹式制粉系统

(a) 热一次风机系统; (b) 冷一次风机系统

1—锅炉; 2—空气预热器; 3—送风机; 4—给煤机; 5—磨煤机; 6—粗粉分离器; 7—密封风机; 8—煤粉分配器; 9—隔绝门; 10—燃烧器; 11—二次风箱; 12—风量测量装置; 13—冷一次风机; 14—热一次风机

在设计和运行方式上,配双进双出钢球磨煤机的正压直吹式系统与配中速磨煤机的直吹式系统有下列不同:①采用双进双出钢球磨煤机时,锅炉负荷信号不是送至给煤机,而是送至磨煤机入口一次风流量调节阀,锅炉负荷变化时,通过一次风流量变化来调节磨煤机的出力,然后磨煤机筒体内煤位变化信号再送至给煤机来调节给煤量,维持筒体内的煤位,故对给煤机测量调节精度的要求比中速磨煤机为低;②采用双进双出钢球磨煤机时,不能用控制磨煤机通风量的方法来维持低负荷时送粉管道中所要求的最低流速,而必须使用从磨煤机出口下游处引入的辅助一次风来维持最低流速。辅助风还兼有燃烧器停运时自动吹扫煤粉管的作用;③在磨制低挥发分煤的双进双出钢球磨煤机直吹系统中,借助掺入高温旁路风的方法来提高进入燃烧器的一次风温,可改善煤粉的着火性能。双进双出钢球磨煤机正压直吹系统的辅助风设置情况见图2。

直吹式制粉系统磨煤机的出力要求能随锅炉负荷变化而增减。通过磨煤机的通风量既是干燥燃料和输送煤粉的介质,又是锅炉燃烧所需的一次风。故在运行中须保持制粉系统与锅炉燃烧风量的供需平衡。

中间储仓式制粉系统 磨煤机磨制的煤粉送入煤

粉仓存储,再经给粉机取出供给锅炉燃烧的制粉系统中间储仓式制粉系统基本上都配用低速筒式(钢球)磨煤机。由于钢球磨煤机对不同煤质的适应能力较强,而

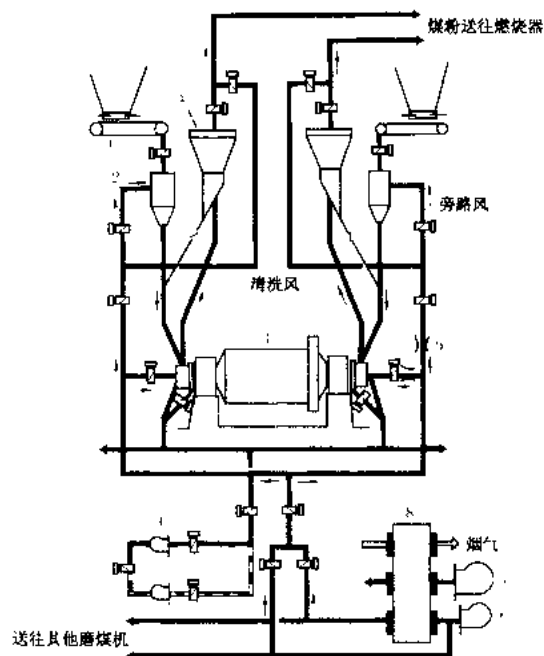


图2 双进双出钢球磨煤机正压直吹系统原理图

1—给煤机; 2—混料箱; 3—双进双出式钢球磨煤机; 4—粗粉分离器; 5—风量测量装置; 6—冷一次风机; 7—二次风机; 8—空气预热器; 9—密封风机

且磨煤机的故障不会直接影响对锅炉的连续供粉。这种系统的突出优点是工作可靠、运行稳定,适用于煤质较差、煤质变化幅度较大的火电厂。但相应的设备、管道较为复杂、防火、防爆要求更为严格,建设和运行费用相对较高,在新近建设的大型火电厂中已较少采用。

中间储仓式制粉系统的工艺流程是原煤由原煤斗经给煤机送入磨煤机,同时引入热风或加掺部分炉烟作为干燥剂及输送介质,研磨后的煤粉经过粗粉分离器筛分,不合格的粗粉返回磨煤机再次研磨,细度合格的煤粉则随干燥剂气流进入细粉分离器,被捕集后进入煤粉仓储存;锅炉燃烧时所需煤粉经煤粉仓下部的给粉机送入一次风管利用一次风送入燃烧器。

中间储仓式制粉系统根据送粉方式的不同可分为干燥剂送粉及热风送粉两种系统。根据制粉系统乏气排出方式的不同,又可分为储仓闭式和储仓开式两种系统。通常所采用的多为闭式制粉系统。

干燥剂送粉系统 [图3(a)] 利用经过细粉分离器排出的乏气(含少量煤粉的干燥剂)送粉,此时制粉系统的运行须与锅炉的燃烧密切配合,使制粉系统和燃烧系统的风量达到平衡。当制粉系统停用时,须改用

热风 and 冷风的混合温风作为输送煤粉的介质。

热风送粉系统 [图 3 (b)] 利用空气预热器后的热空气作为送粉介质, 而细粉分离器后含有少量煤粉的气流可作为三次风送入锅炉炉膛上部参与燃烧。这种系统的优点是: ①制粉系统的运行与燃烧系统的运行互不干扰; ②一次风风温可达较高水平, 能适应低挥发分煤和低质煤的燃烧; ③制粉系统本身可以不设冷风调温, 使空气预热器的旁路风量达到最小 (对混合器后一次风风温不受限制的低挥发分煤质可使之等于零), 有助于提高锅炉效率。

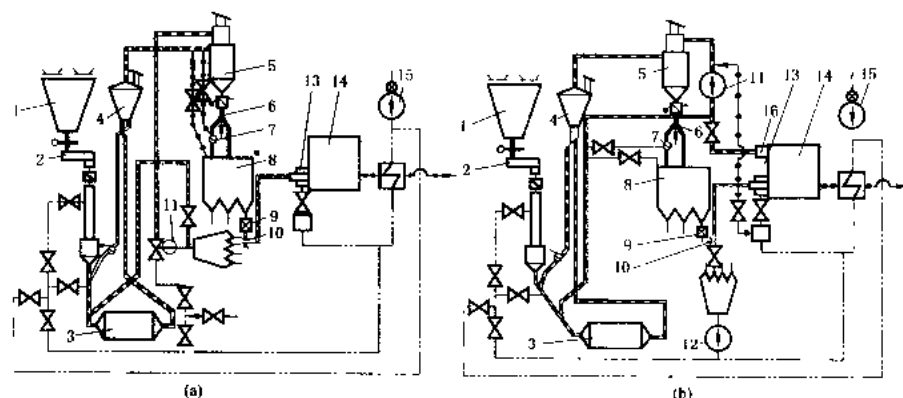


图 3 中间储仓式制粉系统

(a) 干燥剂送粉系统; (b) 热风送粉系统

- 1 原煤斗; 2—给煤机; 3 磨煤机; 4—粗粉分离器; 5—细粉分离器; 6—转换挡板;
7 输粉机; 8—煤粉仓; 9—给粉机; 10 混合器; 11—排粉机; 12—一次风机; 13
燃烧器; 14—炉膛; 15 送风机; 16 三次风喷嘴

热风送粉系统可采用冷一次风机送粉或热一次风机送粉方式, 大容量机组上多选用三分仓空气预热器冷一次风机送粉系统, 其原理同正压直吹系统。

开式制粉系统 中间储仓式热风送粉系统中, 若乏气不是送入炉膛而是经袋式除尘器排入大气时, 称为开式制粉系统。在热风送粉系统中, 因燃煤水分偏高、磨煤机出力裕量过高等原因可使制粉系统产生较大的排湿量, 若将过量的乏气送入炉膛, 会冲击炉膛温度, 在低负荷工况下影响燃烧的稳定性, 此时才采用开式制粉系统。

煤粉管道系统 通常分为原煤、制粉、送粉三个部分。

原煤管道 包括原煤仓至给煤机和给煤机至磨煤机的落煤管, 金属小煤斗、炉排锅炉前煤仓的落煤管等。

制粉管道 包括磨煤机至排粉机的制粉管道、细粉分离器至煤粉仓和输粉机的落粉管, 输粉机的落粉管, 粗粉分离器的回粉管, 煤粉仓的放粉管、吸潮管、防爆门引出管等。

送粉管道 包括排粉风机、磨煤机出口或一次风箱至燃烧器的一次风道, 三次风道, 乏气管道, 给粉管道, 干燥剂再循环管道等。

煤粉制备系统爆炸

(explosion of pulverized coal preparation system)

煤粉制备系统内悬浮的煤粉强烈燃烧, 并以很大的速度传播, 造成局部压力升高而使系统破坏的事故。煤粉仓内、磨煤机出口或系统的局部区域, 偶有积集煤粉自燃, 煤粉温度异常升

高, 甚至出现器壁烧红和火星。在此条件下有可能引燃悬浮的煤粉产生爆炸。爆炸时有响声, 系统内压力突然增大, 防爆门动作, 影响炉膛负压激烈波动, 严重时导致炉膛熄火, 并可能造成制粉设备损坏。

爆炸条件 爆炸的必要条件是在制粉系统中存在着火源, 此火源可能是由于系统内部有滞积煤粉和空气接触, 缓慢地氧化发热, 以致着火自燃 (俗称阴燃), 也可能是原煤中混有雷管之类能

产生火种的引燃物。煤粉自燃的难易程度和它的挥发分、灰分大小及煤粉细度等有关。挥发分小于 8% 的煤 (无烟煤), 其煤粉堆积后的阴燃温度高达 300℃ 以上, 可以认为是不会自燃而无爆炸危险, 当挥发分大于 25% 时 (烟煤等), 阴燃温度降到 200℃ 左右就有可能自燃, 爆炸的可能性就大大增加。煤粉的水分和灰分愈高, 爆炸性愈小。褐煤和烟煤的煤粉水分稍大于分析基水分或泥煤煤粉水分大于 25% 时, 不易形成自燃, 一般无爆炸的危险。煤粉的颗粒愈粗, 可燃性愈小, 对烟煤煤粉如颗粒直径大于 0.1mm, 则几乎不会发生爆炸。另外, 煤粉的可爆性也与其在气体介质中的浓度及气体介质中相对含氧量有关, 通常浓度达到 0.3~0.6 kg (煤粉)/m³ 气体介质、气体介质中相对含氧量大于 12% (对于褐煤、烟煤为 14%) 的条件下, 遇到火种将有发生爆炸的可能。(见炉膛爆炸)

处理原则 当发现制粉系统中有自燃时, 需停止通风, 隔绝空气进入其内部, 对于煤粉仓内煤粉自燃时, 应进行多次升降粉位处理, 必要时通入氮气、二氧化碳或蒸汽灭火。当发生制粉系统爆炸时, 应紧急停用

该套制粉系统,并采取隔绝措施,按消防规程使用灭火装置灭火,确认其内部无火源时才允许检查修复。

预防措施 首先应在设计、制造和安装时,尽可能避免系统中有任何可沉积煤粉的死角,各管道的走向应合理,内部没有突出物,各一次风管内的风速大致相同,必要时可加装均流器,保证各管内风速的相对偏差在±5%之内,使煤粉量分配不均有所改善。此外,在水平管内的一次风粉流速宜维持在18 m/s以上。管道上的风门在关闭时应严密,以防下游管道内积粉。钢制粉仓的外部应予保温,粉仓应装有吸潮管并畅通。运行中应定期地降低粉位。对煤粉仓、粗细粉分离器等部门均应设有消防蒸汽、二氧化碳或氮气管系统用于灭火。中速磨煤机在停止给煤后应进行5 min左右通风吹扫,因故障使磨煤机跳闸后应及时排清石子煤,在故障排除后应尽快进行磨煤机内的通风吹扫工作。所有的磨煤机在长期停运前应将煤仓、粉仓中的煤和煤粉用尽;对制粉系统进行通风吹扫直到将磨煤机内和系统中积存的煤粉排出或进入炉膛内烧掉。在运行中控制磨煤机出口温度,一般不应超过下表所列数值。用热风送粉时,对于非爆炸性燃料,热风温度可不受限制。对于爆炸性燃料,如燃用烟煤时,应使燃烧器入口处的气粉混合物温度不超过160℃,对褐煤为100℃。据实际运行的测定表明,制粉系统爆炸时的压力一般不超过0.22~0.25 MPa(表压),为此,对于系统较简单的中速磨煤机直吹式制粉系统,各部件结构强度应按不低于0.3 MPa(表压)设计。对中间储仓式制粉系统,可装设一定数量的防爆门,各部件的强度按0.15 MPa(表压)设计,一般也可防止破坏。

制粉系统干燥剂的最大限额温度

磨煤机型式	用空气作干燥剂	用烟气、空气混合物干燥
风扇磨煤机直吹式系统,粗粉分离器后	贫煤 150℃ 烟煤 130℃ 褐煤和页岩 100℃	烟煤 180℃ 褐煤 180℃ 页岩
中间储仓式制粉系统磨煤机后	贫煤 130℃ 烟煤和褐煤 70℃	褐煤 90℃ 烟煤 120℃
中速磨煤机直吹式系统,粗粉分离器后	挥发分 12%~40%时 120~70℃	

中间储仓式制粉系统顺序控制

煤粉制备系统顺序控制 (sequence control for pulverized coal preparation system) 根据煤粉制备系统中相关的设备在起停过程中的时序和逻辑关系,对它们进行顺序或逻辑控制。煤粉制备系统有直吹式和中间储仓式两种,它们的起、停控制过程不同,

但都包括在锅炉控制系统之中。

直吹式煤粉制备系统控制 系统通常由一次风机、给煤机、中速磨煤机、密封风机和有关挡板组成。直吹式煤粉制备系统的一次风可以由各自系统的独立一次风机提供,也可以由锅炉总的一次风机提供。中速磨煤机配有独立的润滑油泵和碾盘加载装置,只有在润滑油压力和加载装置的压力都已建立且磨煤机的通风量也已达到要求值时才允许起动磨煤机。磨煤机起动后才允许起动给煤机向磨煤机送煤。因此,直吹式煤粉制备系统起动过程的控制顺序如下:起动密封风机并开启磨煤机的密封挡板;起动一次风机;开启磨煤机入口一次风挡板和出口挡板使磨煤机通风;起动磨煤机的油泵;在润滑油压力和加载装置的压力建立后起动磨煤机;起动给煤机;开启给煤机的供煤挡板。

停止直吹式煤粉制备的控制顺序是先停止给煤机并关闭给煤机的供煤挡板;待磨煤机内的余煤全部送入炉膛后才允许停止磨煤机;然后再停止磨煤机的油泵并关闭磨煤机的出入口挡板和密封风挡板。对于有独立一次风机的系统,还应停止一次风机。但在锅炉出现异常情况需要紧急停炉时,允许同时停止给煤机和磨煤机并关闭磨煤机出口挡板,以尽快停止向炉膛供给燃料。

中间储仓式煤粉制备系统控制 系统通常由排粉风机、给煤机、筒式磨煤机、风粉分离器、煤粉仓及有关挡板组成。由于制备的煤粉可以储存在煤粉仓中,因此系统通常保持磨煤机在最大经济负荷情况下运行并根据煤粉仓的粉位控制煤粉制备系统的起动和停止。排粉风机应在入口挡板全关和轴承冷却水流量正常的条件下才能起动。而筒式磨煤机必须在轴承润滑油压正常和轴承冷却水流量正常的条件下才允许起动。因此,中间储仓式煤粉制备系统起动过程的控制顺序如下:起动排粉风机;开启排粉风机入口挡板使系统通风;开启磨煤机入口热风挡板使系统加热;起动磨煤机的润滑油泵;起动磨煤机;待磨煤机运行正常后起动给煤机;开启给煤机的供煤挡板。停止系统时的控制顺序是:关闭给煤机的供煤挡板并停止给煤机;待磨煤机中的余煤排尽后停止磨煤机;停止排粉风机;关闭排粉风机入口挡板及磨煤机入口热风挡板。

中间储仓式制粉系统运行

煤粉制备系统运行 (operation of pulverized coal preparation system) 煤粉制备系统的运行是与锅炉的运行密切配合的,它的任务是安全、经济地向锅炉提供一定数量的符合规定细度的煤粉。制粉的耗电占电厂用电率的主要部分,因此,为保证系统的安全、经济运行,必须与锅炉燃烧调整试验相结合,通



过专门的调整试验,以确定系统的最大出力、最经济的煤粉细度、最佳通风量、磨煤电耗和其他一些指标,以作为指导运行的参考。常用的煤粉制备系统有中间储仓式和直吹式两大类。

中间储仓式制粉系统运行 这种系统大多采用筒式磨煤机,磨出的煤粉经分离器存于煤粉仓,再经给粉机用热风或磨煤机的干燥介质(乏气)送入燃烧器。它对原煤中铁块和石块敏感性不强,适用于磨损性特别强的煤种。对无烟煤和着火性能较差的劣质煤,则应采用热风送粉。双进双出的筒式磨煤机可用于贫煤、无烟煤。中间储仓式制粉系统的运行要注意以下几点:①磨煤机应在满出力下运行,其起、停与燃烧器是否投入无关。②磨煤机筒体转速应在最佳转速下工作,即 $0.74 \sim 0.8$ 筒体的临界转速(临界转速为 $42.3/D^{0.2}$, D 为筒体直径,m。当工作转速等于或高于临界转速时,钢球因离心力将贴在筒壁上随筒体旋转而不下落)。③保持最佳的钢球充满系数。充满系数为钢球容积占筒体容积的百分比。最佳钢球充满系数应通过试验确定,一般为 $15\% \sim 25\%$ 。运行中应根据磨煤机电机电流的变化,定期加添钢球,以补充磨损的钢球。所选用的钢球直径:烟煤一般为 $40 \sim 60$ mm,无烟煤为 $30 \sim 40$ mm。对筒内已磨损的球和随煤进入的铁块等,应定期地予以筛选清除。④维持最佳的通风量。磨煤机筒内的通风量直接影响磨煤机的出力和煤粉细度以及乏气量。通风量过大,煤粉变粗,粗粉分离器回粉增加,系统电耗上升,过小则出力降低。因此,也有一个最佳的通风量,应通过试验确定。⑤护甲有一定的形状,易被钢球磨损,使钢球的提升高度不足,磨粉能力下降,为此,在运行中应定期(一般护甲的磨损低于钢球,可使用较长的时间)更换被钢球磨损的护甲。⑥均匀给煤,防止过剩煤堵塞筒体。⑦保持规定的煤粉细度(经济细度)。煤粉细度由煤的性质、挥发分和可磨性系数等确定,经济细度是锅炉不完全燃烧损失(q_4)与制粉电耗能量相叠加后的最低点,由锅炉的燃烧调整试验确定。⑧控制磨煤机出口气粉混合物的温度不超过规定(对无烟煤一般不限制,贫煤不超过 130°C ,褐煤和烟煤不超过 $70 \sim 80^\circ\text{C}$),以免引起煤粉自燃和爆炸。⑨保持煤粉仓内有正常的粉位,并定期地作降低粉位运行,以防粉仓内煤粉温度升高,积粉自燃。⑩对磨煤机的起、停和切换应按运行规程的规定进行操作,对停运时间较长的磨煤机,在停运前应将筒内的煤粉抽空。

直吹式制粉系统的运行 这种系统大多采用中速磨煤机也有用风扇磨煤机和筒式磨煤机的。磨制出来的煤粉直接送往燃烧器,有负压直吹(排粉风机装在磨煤机后)和正压直吹(用冷一次风机或排粉机装在空气

预热器或磨煤机之前)两种。前者,因排粉风机会严重磨损,现已很少采用。直吹式制粉系统运行有以下特点:①磨煤机磨制的煤粉全部直接送入炉膛燃烧,制粉量随锅炉负荷的变化而变化。当一台磨煤机解列时,其相应的燃烧器就得停用,如不及时启动和投入备用的磨煤机和燃烧器,锅炉就得减负荷。②锅炉燃烧调整与制粉系统的调整紧密相连,在确定经济煤粉细度及最佳通风量(特别是一次风量)时,必须考虑磨煤机的实际能力。③由于磨煤机是在较高的速度下转动(中速磨煤机一般为 $50 \sim 300$ r/min,风扇磨煤机则达 $750 \sim 1500$ r/min),运行中各种部件(磨辊、磨盘、风扇磨煤机的叶片、衬板等)易被磨损,需要定期予以更换。④运行中要加强对磨煤机本身的调整和维护。改变煤粉分离器挡板位置和中速磨煤机磨辊弹簧压力可改变磨煤机的出力与煤粉细度,但需要通过专门的调整试验才能确定其调节的幅度。中速磨煤机如果加载弹簧施加的作用力不足,将导致磨煤机碾磨能力降低,使磨腔内积煤增加,燃料循环倍率增加,磨煤电耗加大。⑤中速磨煤机应保持合理的风环风速,以减少石子煤量,石子煤量过大时,应分析原因并予改进。⑥均匀给煤,并保持合理的风煤比,严防空磨运行和三块(铁块、石块、木块)进入磨煤机。⑦多台磨煤机同时运行时,应保持各台磨煤机的负荷基本平衡,在负荷变化达到一定范围时,可启动或停止一台磨煤机。⑧风扇式磨煤机一般用于水分较大的褐煤,其系统和运行操作都较简单,但对如何保证其干燥出力和防止一次风管内集粉(风扇磨煤机的风压有限),应特别注意。

me liang jiance

煤量检测 (coal weight measurement) 测量由铁路或水路运入发电厂的煤量以及由皮带送入锅炉房的煤量。可用轨道衡、电子吊钩秤、电子散料秤及电子皮带秤来进行测量。

轨道衡 由装有测重传感器的一段路轨以及计算机、打印机和显示仪所构成。当煤车进入这一段路轨时,由电阻应变片构成的测重传感器中的电阻值就发生变化,通过测量电桥测量出此电阻变化就可知道装载煤的重量。轨道衡也可装设在翻车机内,测量翻前和翻后的重量差,就得到煤的重量。

电子吊钩秤 用抓斗将煤吊起时,抓斗上方安装的称重传感器就将重量信息由秤体内发射装置发出,由接收仪表接受、处理、显示、打印。可用以检测轮船运煤量。

电子散料秤 可对大宗散装物料进行连续、快速、准确的称量和全过程的自动控制。它由储料仓、称量斗及卸料仓构成。三者按上、中、下叠加而成。用皮带输



送机将物料送往储料仓。储料仓中储满被称物料,进料时,储料仓底部的进料门打开,物料流入称量斗,称量斗称量所进物料的重量,当达到设定值时,储料仓的进料门自动关闭,此时的重量数值被自动储存并进行累加和由打印机打印。打印结束,称量斗底部的放料门打开,物料流入卸料仓内。当称量斗卸完料后,放料门关闭。卸料仓底部的出口很大,能很快将物料卸完。只要称量斗放料完成后,又可重复进行上述过程。物料流进和流出的连续性,是由上、中、下三只料仓(斗)容积和进、放料门大小的合理匹配来实现的。

电子皮带秤 测量皮带输煤量的设备,在一小段输煤皮带托辊的两端装有电阻应变片构成的称重传感器。当皮带上带煤时,通过托辊使称重传感器产生应变,从而改变称重传感器的输出电压,此输出电压与这一段皮带上煤的重量成正比。这电压被输入微处理器中。另外,在拖动输煤皮带的电机中装有转速传感器,电机转动时,转速传感器产生与转速成比例的脉冲信号,此信号也送入微处理器中,经过运算处理,就可得到单位时间及累加的皮带运送的原煤重量。电子皮带秤必须定期进行实物标定才能保证它的精确度。

煤化工工艺

煤气化工艺 (coal gasification process) 煤在一定温度和压力条件下,通过加入气化剂(气化介质)被转化为煤气的过程。其反应过程是以煤为原料,以载氧的气体(包括空气、氧气、水蒸气、 CO_2 等)为气化介质,通过煤的热解反应、燃烧反应和气化反应,生成由 CO 、 H_2 、 CH_4 、 CO_2 、 N_2 、 H_2O 和 C_nH_n 等主要成分组成的煤气,通常煤气中还含有 H_2S 、 COS 、 CS_2 、 NH_3 、 HCN 、卤化物和粉尘等杂质。

基本原理 煤气化过程包括10个基本反应,化学方程如表所示。

煤气化过程的基本反应

煤的燃烧反应	$\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2 + 393.9 \text{ kJ/mol}$ $\text{C} + 1/2\text{O}_2 = \text{CO} + 110.5 \text{ kJ/mol}$
CO_2 还原反应	$\text{C} + \text{CO}_2 = 2\text{CO} - 167.8 \text{ kJ/mol}$
水煤气反应	$\text{C} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + \text{H}_2 - 175.8 \text{ kJ/mol}$ $\text{C} + 2\text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2 - 179.1 \text{ kJ/mol}$
变换反应	$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2 + 3.35 \text{ kJ/mol}$
甲烷生成反应	主反应 $\text{C} + 2\text{H}_2 = \text{CH}_4 + 75.0 \text{ kJ/mol}$ $\text{CO} + 3\text{H}_2 = \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + 250.3 \text{ kJ/mol}$ 副反应 $2\text{CO} + 2\text{H}_2 = \text{CH}_4 + \text{CO}_2 + 247.3 \text{ kJ/mol}$ $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 = \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} - 253.7 \text{ kJ/mol}$

煤炭气化有两个目的,一是制取气体燃料,二是制取化工合成用的气体原料。制取燃料气时,煤气化的主要反应是燃烧反应、 CO_2 还原反应和水煤气反应。制取原料气时,主要反应是水煤气反应和燃烧反应。

煤气化工艺包括煤的制备、气化剂制备(制氧、蒸汽站)、煤气生产、煤气净化、煤气变换、煤气精制以及甲烷合成等主要流程。在生产中、低热值煤气时,如IGCC发电系统,一般只需要前三个流程和煤气净化;在生产原料气时,才需要后三个流程。原料煤的物理化学性质对气化炉的设计、运行及煤气处理都有直接的影响,是决定煤气化工艺技术经济效果的重要因素之一。不同型式的气化炉对煤炭的品质和原料准备都有一定的要求。煤气化工艺中的原料准备一般包括原煤破碎、筛分、干燥或调制水煤浆等。煤气的生产主要靠气化炉来完成,是煤气化过程的主要环节,它不仅决定粗煤气的组成和热值,也决定整个工艺流程的布置。煤气净化主要包括煤气的除尘、脱硫、脱 CO_2 及煤气的精制,对于IGCC发电系统,目前只有前两个流程。煤气变换是指将煤气中的 CO 变换成 H_2 的过程,主要是在生产化工原料气中采用。在生产高热值煤气(可替代天然气)时,才采用甲烷合成这一流程。

分类 煤气化工艺的类型很多,分类的方法也很多。最常用的分类是按煤和气化剂在气化炉内的运动过程来划分,即煤气化工艺可分为固定床(或称移动床)气化工艺、流化床气化工艺、气流床(或称喷流床)气化工艺和熔融床(或称熔盐床)气化工艺等。

固定床气化工艺 固定床气化工艺中气体流速较低,气体从相对静止的煤粒间隙中穿过,煤层运动速度很低。

在固定床气化炉中煤由气化炉顶部加入,自上而下经过干燥层、干馏层、还原层和氧化层,最后形成灰渣排出炉外。有的炉型采用液态排渣方式,故最下部为熔渣层。气化介质则自下而上与煤形成逆流接触,为保证床层分布的均匀性和透气性,一般固定床气化炉要求入炉煤有一定的粒度(3~30 mm)和合理的粒级分布。

在固定床气化炉中,煤的停留时间较长,约1~1.5 h。热效率、碳转化率和气化效率都较高,但单位容积的处理量小。若使用黏结性煤,炉内要增加搅拌设备。不适于建设大规模的生产装置。煤气中焦油和酚含量较高。

代表性的固定床气化炉有:两段发生炉、常压UGI间歇式水煤气炉、加压的鲁奇(Lurgi)炉和BGL炉。两段发生炉、UGI炉和Lurgi炉是固态排渣,BGL炉是液态排渣。常压固定床气化炉在国外已逐步被淘汰。高压固定床气化炉的容量和效率均比常压炉有很

大的提高,是固定床气化炉发展的方向

鲁奇(Lurgi)气化炉 加压固定床气化炉的代表。其结构如图1所示。操作压力通常为1.0~3.0 MPa。与常压固定床气化炉相比,它的优点是:可以采用灰熔点稍低和粒度较小的煤,对煤的机械强度和热稳定性要求较低;能气化一些水分较高(20%~30%)、灰分较高(30%)的劣质煤;煤气的热值较高;气化过程的耗氧量低,约是常压气化的1/3~2/3;气化炉的生产能力是常压气化的4~8倍;冷煤气效率较高。与流化床和气流床气化工艺相比,它的冷煤气效率和煤气的热值最高,操作温度最低,对炉体材料要求不高。它的缺点是:水蒸气分解率低;只能采用块煤;设备维修和运行费用较高;煤气中焦油和酚含量高,不利于煤气净化。

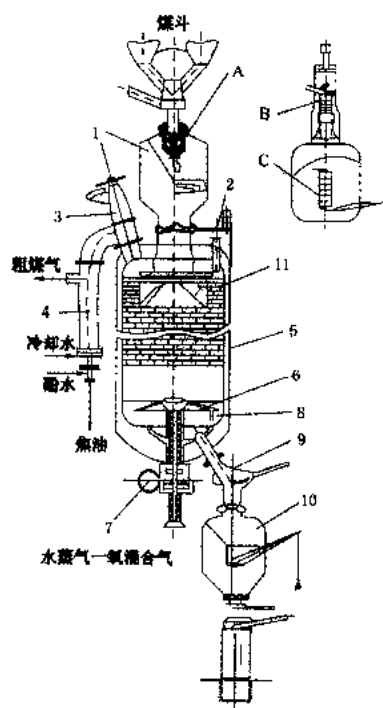


图1 Lurgi 加压固定床气化炉结构

1—煤箱;2—上部刮刀传动机构;3—煤气出口管刮刀;4—喷淋器;5—炉体;6—炉箅;7—炉箅传动机构;8—刮灰刀;9—下灰颈管;10—灰箱;11—储渣斗

A—带有内部液压传动装置的煤箱上阀;B—外部液压传动装置;C—煤箱下阀的液压传动装置

鲁奇气化炉源于德国,第一台工业炉于1936年建于德国的Hirschfelde,目的是用煤生产合成油。目前世界上约有137台鲁奇气化炉,其中南非有90多台。最大产气量可达10万 m^3/h (标)。鲁奇气化炉在城市煤气和合成油行业应用最多。我国的山西化肥厂、云南

解放军化肥厂采用鲁奇炉制氨。1972年,德国在吕能(Lunen)建造世界上第一座IGCC示范电站,容量为170 MW,采用鲁奇气化炉。

BGL 气化炉 BGL是British Gas/Lurgi的缩写。

是英国煤气公司与德国鲁奇公司合作开发的煤气化技术,气化炉结构如图2所示。原料煤采用6~50 mm 粒径范围,小于6 mm 的屑煤可制成煤粉或水煤浆同时喷入炉内。它采用液态排渣,使固定床气化炉的生产能力得到进一步提高。

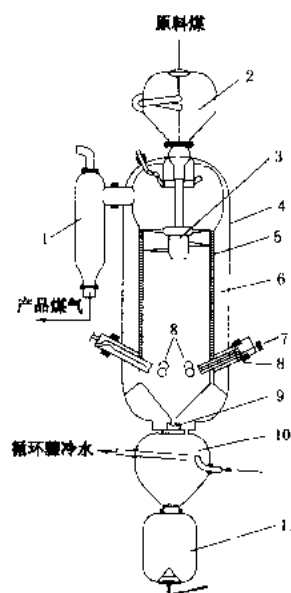


图2 BGL 气化炉

1—煤气骤冷装置;2—原煤闭锁;3—布煤器;4—加压外壳;5—耐火衬;6—水夹套;7、8—蒸汽/氧喷嘴;9—排渣口;10—灰渣骤冷室;11—储渣斗

BGL 气化炉的操作压力为2.5~3.0 MPa,反应温度一般为1400~1600℃,超过灰渣的流动温度。与传统的Lurgi炉相比,它的结构简单,取消了转动炉箅;气化过程的冷煤气效率提高,蒸汽分解率由30%提高到70%~90%;蒸汽与氧的比值由8下降到1.5以下,生产能力提高了2倍以上;粗煤气中的 CO_2 含量由30%降到3%~5%,煤气的热值提高25%。

目前,单炉的煤气化能力最大为500 t/d,操作压力为2.5 MPa,该装置建在苏格兰的韦斯特菲尔德。在该示范装置上进行的试验表明:碳转化率可达99.9%,冷煤气效率可达92%,出炉煤气温度为400~500℃,经水洗骤冷凝结的焦油及飞灰回送入炉。煤气热值为1300 kJ/kg,负荷的变化范围为50%~100%,变负荷率为每分钟提高5%负荷和每分钟降低10%负荷。BGL 气化工艺目前尚未实现商业化。

在美国的第五轮洁净煤技术示范计划(CCT-V)中,BGL 煤气化工艺将应用于格兰德塔(Grand Tower)电厂的477 MW IGCC 示范项目,目前该项目中的IGCC 机组尚未建成。

流化床气化工艺 流化床气化工艺中气化介质的流速较高,煤粒相互分离并在气流的作用下在炉内呈流态化运动。流化床气化炉采用粒度较小的煤(<6 mm),气化介质与煤粒的接触面较大,反应速度较快

煤在炉内停留时间为几分钟。为维持炉内流化状态,气化温度控制在煤灰的软化温度以下,避免因床层黏结而破坏流态化。这种气化炉通常最适合于高活性的褐煤。

流化床气化工的优点是:能气化灰分较高的煤,煤的成分波动对气化炉的性能影响较小;负荷适应性好,调节幅度大,容易启动和停车;多种燃料混烧容易;能在气化炉内加石灰石脱硫,出口粗煤气中没有焦油和重质烃类产品。其缺点是:碳转化率低;灰渣分离困难;飞灰和灰渣量大;不能使用低灰熔点的煤。

流化床气化工的代表性炉型有:Winkler(温克勒)炉、HTW(高温温克勒)炉、KRW炉和U-Gas炉。

Winkler 气化炉 属常压细粒煤流化床气化工,用空气(或氧气)和蒸汽为气化介质。图3是它的结构示意图。以空气气化的Winkler气化炉单炉处理能力目前可达到700~1100 t/d,用氧气气化时处理能力可达到1100~1500 t/d。原煤灰分的最大允许值为50%,煤中水分小于18%时无需预干燥处理。煤气中没有焦油和重质烃类副产品。

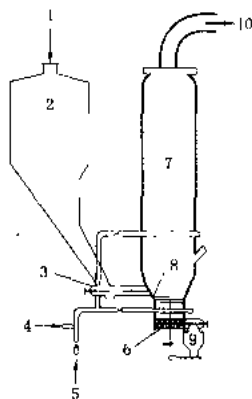


图3 Winkler 气化炉结构

Winkler 气化炉是德国人弗雷兹·温克勒(Fritz-Winkler)于1922年发明的。1926年建成第一台Winkler气化炉,用富氧和蒸汽连续鼓风制取合成氨原料气。至70年代末,国外曾有24个厂70多台炉在运行,目前只有少数几个厂在运转。实践证明,Winkler气化炉的碳转化率较低(只有80%左右),捕渣率较低(40%左右),飞灰含碳量较高(70%~80%)。我国吉林和兰州在50年代引进前苏联类似于Winkler的大型流化床气化炉,目前已停运。

HTW 气化炉 HTW是High Temperature Winkler的缩写。是德国莱茵褐煤公司于1978年开发的高温流化床气化炉,图4是它的结构示意图。它的主要特点是:在Winkler炉的基础上提高了操作压力(1.0~2.0 MPa),进而提高了气化炉的生产能力,使碳转化率和气化效率也得到提高;采用喷嘴组代替炉算布风,减少了排渣的含碳量;增加了二次风,使炉温提高,降低了

飞灰含碳量;在炉上部有一段辐射式锅炉以降低煤气的出口温度。压力的升高,使流化床气化工有可能用于IGCC发电系统。

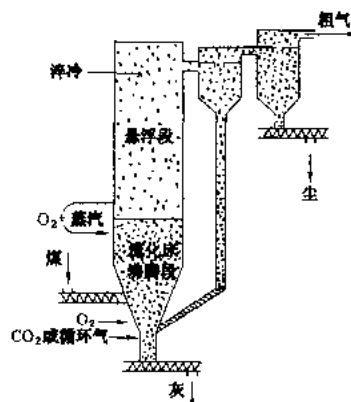


图4 HTW 气化炉结构

HTW 炉经过35 t/d和60 t/d的两个示范厂运行,证明是成功的。碳转化率可达到96%,床层温度为760~820℃。

HTW 炉将在德国的柯伯瑞(Kobra)300 MW IGCC示范电站中进行示范,该项目尚在筹建中。

KRW 气化炉 KRW是Kellogg Rust Westinghouse的缩写,是由美国Kellogg Rust Synfuels Inc和Westinghouse合资开发的,图5是它的结构示意图。采用灰熔聚流化床气化工。煤粉与气化剂由喷嘴喷入炉内,形成高温燃烧气化区,允许灰渣局部熔化,并使之熔聚成渣球,与煤分离。

KRW 气化炉已于70年代通过半工业性试验。试验炉处理能力为24 t/d,操作压力为1.6 MPa,气化炉煤气出口温度为705℃。经1.3万h的运行,证明该气化工是可行的。飞灰含碳量较低,但灰渣含碳量较高;在试验厂中采用热灰渣再循环入流化床锅炉燃尽的办法来提高碳转化率。

采用KRW气化工的美国派龙派因(Pinon Pine)100 MW IGCC示范电站已于1997年建成并投运。气化炉设计处理能力为881 t/d,采用空气气化,冷煤气效率和碳转化率的设计值分别为80%~85%和

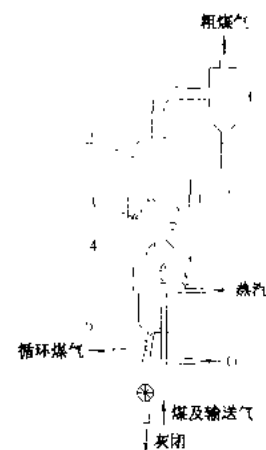


图5 KRW 气化炉结构



195%。1998年, KRW 气化炉处在调试阶段。

U-Gas 气化炉 是美国煤气技术研究所(IGT)于70年代研究开发的流化床气化工艺。1974年建成投运

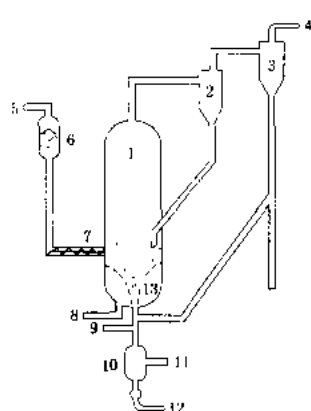


图6 U-Gas 气化炉结构

1—气化炉; 2、3—一级和二级旋风除尘器; 4—粗煤气出; 5—原煤入口; 6—料斗; 7—螺旋给料机; 8、9—空气(或 O_2)和蒸汽入口; 10—灰斗; 11—水入口; 12—灰水混合物出口; 13—布风板

处理能力为30 t/d的小试装置,如图6所示。炉内直径为 $\phi 900$ mm,操作压力为0.4 MPa,气化床层温度为955~1095℃。若以氧为气化介质时,氧煤比为0.93,蒸汽与煤的重量比为1.62,冷煤气效率为79%。

该气化炉主要是利用灰熔聚成球排灰的原理,以降低灰渣含碳量,气化剂一般分两股入炉,主要一股是通过炉栅入炉使煤焦流化并气化;另一股气流从炉底中心的灰渣排出口通入,

在炉底中心喷嘴气流出口周围形成高温反应区,使灰渣熔化聚成小球排出。灰渣的含碳量可降至6%左右。飞灰经两级旋风分离器分离后再循环进入炉内气化,从而得到较高的碳转化率。

中国的上海焦化厂从美国引进了8台 $\phi 2000$ mm直径的U-Gas 气化炉。中国科学院山西煤化所开发了与U-Gas 类似的灰团聚流化床气化炉,已通过常压和加压中试验证。1991年至1995年,煤炭科学研究总院北京煤化所也在上海试验了 $\phi 300$ mm的加压流化床气化炉。

气流床气化工艺 是用气化剂携带煤粉入炉,煤粉和气化剂处于相对平行的运动状态,可在瞬间完成燃烧和气化反应;气流速度大于粉粒的终端沉降速度。要求入炉煤粒度小于0.1 mm。气流床气化属高温气化,火焰中心的温度高达2000℃左右,气化剂一般为氧气(富氧)和蒸汽。

气流床气化工艺的碳转化率较高(98%~99%),冷煤气效率一般为74%~83%。煤气中不含焦油和酚等烃类, CH_4 含量也较低。气流床气化炉的生产能力较大,已商业化的气化炉最大处理能力达到2600 t/d,是大容量IGCC发电系统可选择的主要炉型。但气流床气化工艺的操作过程较为复杂,对运行水平要求较高;运行条件较为苛刻,对材料及部件的耐温要求也较高。另外,对煤种虽有一定适应性,但对高灰分和高灰熔点

的煤不太适合;负荷的调节幅度也较小。

代表性的气流床气化炉型有:常压的K-T炉,加压的Texaco(德士古)气化炉、Destec(德士泰)气化炉、Shell(壳牌)气化炉、Prenflo 气化炉和GSP 气化炉。

K-T 气化炉 K-T是Koppers-Totzek的缩写。K-T 气化炉是1936年由德国Koppers公司Totzek博士开发成功的,第一台工业化炉于1952年建于芬兰。图7是它的结构示意图。煤粉和气化剂由两头喷入,高温煤气由中空反应器排出,液态渣由反应室流入水浴室淬冷。

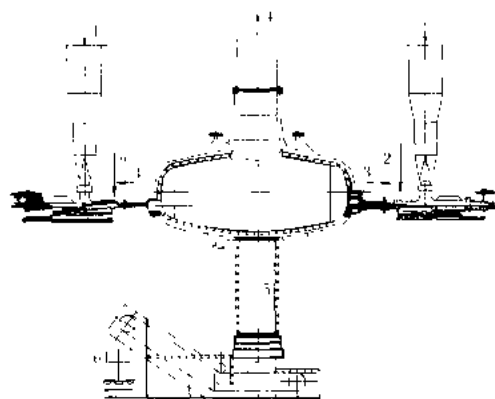


图7 近代K-T炉结构示意图

1—落煤管; 2—空气入口; 3—水蒸气入口; 4—粗煤气出口; 5—灰渣下落管; 6—排渣机

K-T炉是常压运行,以空气为气化剂,反应区温度为1500~1600℃,比灰熔融温度(FT)高100~200℃,入炉煤粉粒度要求85%通过200目的筛子。对于褐煤,K-T炉的碳转化率可达到99%。对于烟煤,它的碳转化率一般只有80%左右,由于是常压运行,K-T炉的处理能力较低。

目前,世界上还有20余台K-T炉在运行,主要用于生产合成氨。

Texaco 气化炉 Texaco 气化炉是由美国Texaco公司于1948年开发的,但遇到种种技术问题,直到80年代初,随着耐高温抗熔渣耐火材料的突破及高浓度水煤浆制备技术的成熟才改为直接用水煤浆和氧气入炉气化,并于1982年试验成功。先后在美国实验基地建有15 t/d和25 t/d两套装置,在德国建有150 t/d的试验厂。中试成功后已建设了12套工业装置;是率先实现商业化的气流床气化工艺,商业运行的台数最多。中国的鲁南、渭河化肥厂和上海焦化厂都使用了该煤气化工艺,其中渭河化肥厂的Texaco炉的单炉煤气化能力可达到670 t/d。Texaco煤气化工艺于1984年就在美国的Cool Water 100 MW IGCC示范电站中得到

应用, 1996 年投运的美国 Tampa 250 MW IGCC 示范电站也采用 Texaco 气化工艺, 单炉处理能力达到 2400 t/d, 是目前最大容量的 Texaco 气化炉。

图 8 是 Texaco 气化炉结构示意图。水煤浆和气化剂均由炉顶的一个喷嘴入炉, 反应区的温度为 1100~1500℃, 操作压力为 2.0~6.5 MPa, 液态排渣。煤气的冷却有急冷和辐射式煤气冷却器 (辐射废热锅炉) 两种形式。水煤浆浓度一般为 60%~68%, 氧/煤比较高 (约 0.9), 冷煤气效率一般在 70%~76%, 碳转化率一般为 96%~98%。该工艺对煤种的适应性较好, 对灰熔点较高的煤应加助熔剂, 对煤的内在水分和灰

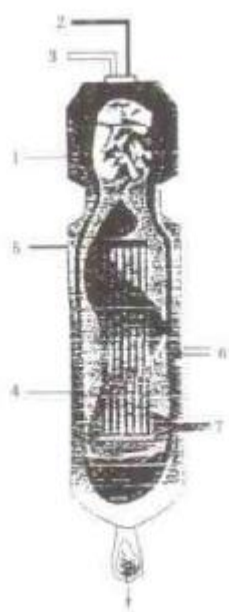


图 8 Texaco 气化炉示意图

1—气化炉壳体; 2—水煤浆入口; 3—氧气入口; 4—废热锅炉; 5—给水入口; 6—高压蒸汽引出管; 7—煤气出口

分较高的煤不适合。气化炉内设耐火砖, 耐火砖的寿命一般为 2 年。气化炉喷嘴的寿命一般为 3 个月, 运行维修费较高。与 Shell 和 Prenflo 气化炉相比, 负荷的变化范围较小。

Destec 气化炉 美国道 (DOW) 化学公司开发, 其结构如图 9 所示。它是水煤浆加压液态排渣气流床气化工艺。气化炉分为两段, 80% 的水煤浆和氧气 (纯度 95%) 从一段反应区的两头喷入, 反应产生的高温煤气向上进入二段反应区, 在此喷入另外 20% 的水煤浆, 与炉内的热煤气反应, 提高煤气的热值, 并降低煤气的出口温度。Destec 气化炉的基本特性与 Texaco 气化炉相似, 但它的煤气热值和冷煤气效率更高 (74%~78%), 煤气冷却系统简单, 造价低。喷嘴的寿命

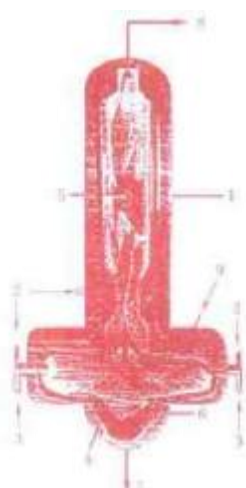


图 9 Destec 气化炉示意图

1—气化炉壳体; 2—水煤浆入口; 3—氧气入口; 4—一段反应区; 5—二段反应区; 6—灰渣急冷室; 7—灰渣和水出口; 8—煤气出口; 9—飞灰再循环入口

大于 3 个月, 耐火砖的寿命大于 3 年。

Destec 气化炉从 70 年代开始, 经过处理能力分别为 11 t/d 和 33 t/d 的中试, 1982 年建成了处理能力为 1200 t/d 的工业示范性气化炉。1987 年在美国的 LGT1 IGCC 热电联产电站中投运, 气化炉处理能力为 2400 t/d。1995 年投运的美国 Wabash River 262 MW IGCC 示范电站就采用该气化工艺, 气化炉的处理能力为 2500 t/d, 是当时世界上最大的气化炉。

Shell 气化炉 是由荷兰 Shell 公司开发, 始于 70 年代初。开始 Shell 公司与克虏伯-柯勃斯 (Krupp-Koppers) 公司合作在德国汉堡建造了容量为 150 t/d 的试验装置, 名叫 Shell-Koppers 气化炉。1987 年 Shell 公司在美国休斯顿建成一个气化能力为 230~400 t/d 的示范装置, 取得了成功。1996 年投入运行的荷兰 Demkolec IGCC 电站采用了 Shell 煤气化工艺, 电站的容量为 250 MW, 气化炉的煤处理能力为 2000 t/d, 运行状况良好。

Shell 气化炉如图 10 所示, 是干煤粉加压气流床气化工艺, 气化剂一般为 95% 纯度的氧气和蒸汽, 液态排渣。气化炉内设水冷壁, 有四个气化喷嘴。入炉煤粉粒度小于 0.1 mm, 水分小于 2%。气化炉反应区温度一般为 1500~1600℃, 操作压力为 2.5~3.0 MPa, 在气化炉出口处采用冷煤气对热煤气进行急冷, 使熔渣淬聚, 并使出口粗煤气冷却至 900℃后, 进入下游的煤气冷却器。

Shell 气化炉的冷煤气效率较高 (80%~83%), 碳转化率可达到 99%。喷嘴的寿命可超过 10000 小时, 水冷壁的寿命设计为 10 年。负荷的调节幅度较大 (25%~100%), 对煤种的适应性强, 但对高灰分和高灰熔点的煤仍有很大的限制。

Prenflo 气化炉 德国 Krupp-Koppers 公司开发。70 年代初, 该公司曾与 Shell 公司合作共同开发干煤粉气流床煤气化炉。1986 年, Krupp-Koppers 单独在德国的福鲁斯滕豪森 (Frustenhäusen) 建了一套处理能力为 48 t/d 的试验装置, 并命名为 Prenflo 气化炉, 它是 Pressure

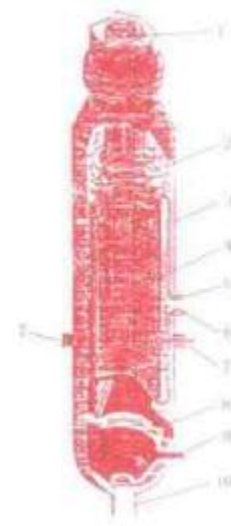


图 10 Shell 气化炉结构示意图

1—煤气出口; 2—急冷区; 3—气化炉壳体; 4—水冷壁; 5—高压蒸汽出口; 6—给水入口; 7—气化喷嘴 (4 个); 8—灰渣冷却室; 9—冷却水入口; 10—灰渣出口



Entrained Flow 的缩写。1997 年投运的西班牙普埃托拉诺(Puertollano)300 MW IGCC 示范电厂,采用此工艺,气化炉的气化能力为 2600 t/d。

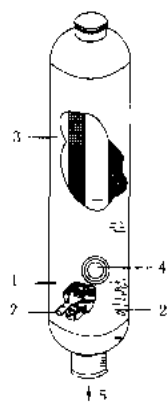


图 11 Prenflo 气化炉结构示意图

1 气化炉壳体; 2 冷却器; 3 煤气喷嘴(4个); 4 粗煤气出口; 5 灰渣出口

的反应区和第一级冷却器被做成一个整体,热煤气从反应区出来,经过中心管急冷段上升至炉顶,然后沿环形煤气冷却器下降至气化炉中部,离开气化炉,进入第二级冷却器。

Prenflo 气化炉的特性与 Shell 气化炉基本相同,不同之处是它可用纯度为 85% 的氧气作为气化剂。Puertollano IGCC 示范装置运行性能及效果的详细情况尚未公布。

GSP 气化炉 GSP 是德文 Gaskombiant Schwarze Pumpe 的缩写。GSP 气化炉是一下喷式加压干煤粉气流床气化工艺,液态排渣,操作压力一般为 2.5~3.0 MPa,以氧气和蒸汽为气化剂,入炉煤粉粒度小于 0.1 mm。碳转化率可达到 99%,冷煤气效率一般为 77%~80%。

GSP 气化炉是由原东德 Gaskombiant Schwarze Pumpe 公司于 1976 年开发的。1979 年建成了一台 8 t/d 的试验装置。1980 年又建成一台 100~250 kg/h 的装置。1985 年投运了一套工业装置,气化炉的容量为 720 t/d,主要供城市煤气。目前,尚未在 IGCC 中应用。

熔融床气化工艺 这种气化工艺采用干煤粉氧气气化方法,气化反应发生在一个熔融池的表面或内部,这种熔融池通常是铁或 NaCO_3 的熔液,煤中的灰被高温熔化于池中,当液位升高时,熔渣排出。这种气化炉的操作温度在 1600℃ 以上,入炉煤的粒度不大于 3 mm,可在高压下运行。

熔融床气化工艺的煤种适应范围较宽,不受煤的灰熔点、黏结性及热稳定性的限制;碳转化率和气化效率都较高;可以在床内脱除 H_2S 和其他含硫杂质,脱硫效率较高;调节负荷能力强。但这种气化工艺对炉体材料要求较高,容量较小,目前尚未商业化。

代表性的炉型有:常压罗米尔熔渣池气化炉、加压萨尔堡-奥托气化炉、加压 Kellogg 熔盐气化炉和 ATGas 熔铁浴气化炉。

参考书目

- 寇公. 煤炭气化工程. 北京: 机械工业出版社, 1990
陈贤仁. 煤炭气化新工艺. 北京: 煤炭工业出版社, 1984

meiqi jinghua gongyi

煤气净化工艺 (synthetic gas clean-up process) 去除煤气中的粉尘、 H_2S 和 COS 、卤化物、 NH_3 、碱金属和焦油等有害成分的化学物理过程。

在 IGCC 系统中,煤气净化工艺的主要目的是为了满足燃气轮机等设备及环保的要求。煤气中的这些杂质,不但污染环境,而且对燃气轮机和余热锅炉等主设备有强的磨损和腐蚀作用。因此,必须在煤气进入燃气轮机之前,将煤气中的杂质去除。

目前,燃气轮机对煤气中杂质含量的要求无统一标准,一般在以下范围:固体颗粒的含量小于 $20 \sim 30 \text{ mg/m}^3$ (标),固体颗粒的粒度小于 $5 \sim 10 \mu\text{m}$,卤素 (Cl 、 F 等) 含量小于 $0.4 \sim 0.6 \times 10^{-6} (\text{V})$,碱金属含量小于 $0.05 \sim 0.08 \times 10^{-6} (\text{V})$,钒含量小于 $0.03 \sim 0.05 \times 10^{-6} (\text{V})$ 。这些指标是 IGCC 系统中煤气净化工艺必须达到的最低限值。IGCC 对煤气净化工艺的脱硫率一般可达到 96%~99%, SO_2 的排放远低于现行最严格的环保标准。

分类 煤气净化工艺可分为低温煤气净化工艺 ($<250^\circ\text{C}$) 和高温煤气净化工艺 ($400 \sim 600^\circ\text{C}$) 两大类。低温煤气净化工艺在国外已经工业化,在国内也应用于化工行业,但规模较小。高温煤气净化工艺尚处于研究开发阶段。低温煤气净化工艺又可分为低温煤气除尘工艺和低温煤气脱硫工艺。高温煤气净化工艺又可分为高温煤气除尘、高温煤气脱硫、高温煤气脱氨和高温煤气脱碱金属等工艺。

低温煤气净化工艺 是指在低温状态下 ($<250^\circ\text{C}$) 去除煤气中粉尘、硫化物等杂质的过程。低温煤气净化工艺主要包括:低温除尘工艺和低温脱硫工艺。煤气中的 H_2S 、卤素、碱金属和 NH_3 等杂质在低温脱硫工艺或者低温湿法除尘工艺中被同时除去。

低温除尘工艺 IGCC 系统中常用的低温除尘工艺包括:一级下式除尘(旋风除尘器或者陶瓷过滤器),再加一级湿式洗涤除尘器。如图 1 所示。有的 IGCC 系统中甚至只采用一级湿式洗涤除尘器。使用干式除尘器的目的一方面是除尘;另一方面是有利于收集飞灰,并使飞灰再循环至气化炉,提高碳转化率。湿法除尘的目的,一是进行精除尘并冷却煤气,二是除去 NH_3 、碱金属、卤素和焦油等杂质。

已示范的 IGCC 系统均采用低温除尘工艺,下法

除尘过程一般在 250~300℃ 运行, 湿法洗涤过程一般在 110℃ 左右运行。

粗煤气中粉尘的粒径范围在 0.001~500 μm 之间, 一般高效旋风除尘器只能除去大于

10~20 μm 的尘粒, 除尘的精度达不到要求。陶瓷过滤器能有效地除去大于 5 μm 的尘粒, 除尘后粉尘的浓度和粒度均低于燃气轮机的要求值, 但这两种干式除尘工艺对焦油雾滴、氯化物和 NH₃ 却无能为力。

湿式洗涤除尘工艺对 1~2 μm 的微尘具有非常高的捕集效率。它的种类很多, 主要有: 文丘里洗涤器、泡沫塔、筛板塔和湍球塔等。比较而言, 文丘里洗涤器的除尘效率较高, 结构简单, 应用广泛, 运行经验丰富, 安全可靠, 但它的阻力较大。目前, 已运行的四座 250~300 MW 等级的 IGCC 示范电站均采用了文丘里湿式洗涤除尘工艺。

低温脱硫工艺 指在常温(40℃ 左右)下脱除煤气中硫化物的过程。可分为常温干法脱硫工艺和常温湿法脱硫工艺。

低温干法脱硫工艺具有工艺简单、运行成本低、能同时脱除多种有害物质的特点。一般在 25~30℃ 下运行。最常用的脱硫剂是氧化铁或氧化锌, 也可利用工厂的下脚铁泥或者含铁废料作为脱硫剂。根据资源情况和脱硫率可以选择再生或者使用一两次后废弃的工艺。

低温脱硫装置的脱硫剂易结块, 尤其在处理大流量煤气时, 结块更严重, 从而使阻力上升, 脱硫效率下降; 回收的硫纯度较低, 废弃的脱硫剂难处理。目前 IGCC 示范电站中尚无采用低温干法脱硫工艺的实例。

常温湿法脱硫工艺所用的脱硫剂是可再生的溶液, 煤气中的含硫量不受限制, 脱硫效率高, 处理能力大, 回收的硫纯度高。常温湿法脱硫工艺包括: 脱硫、脱硫剂再生和硫回收三个过程。脱硫操作的温度一般在 40℃ 左右。

常用低温脱硫工艺有: 改良 A. D. A 法、砷碱法、氨水法、低温甲醇法(Rectisol 法)、聚乙二醇二甲醚法(Selexol 法)、环丁砜法(Sulfinol 法)、甲基二乙醇胺法(MDEA 法)、醇胺法和热钾碱法等, 这些方法在化工行业已进入商业应用。

IGCC 要求脱硫工艺能够处理大量的煤气, 能长期连续稳定运行, 安全可靠、操作简便、运行成本低,

不给下游设备带来其他腐蚀性成分。目前改良 A. D. A 法、砷碱法、热钾碱法和氨水法工艺会在脱硫的同时, 给煤气带来砷、碱金属化合物或 NH₃ 等有害成分, 甲醇法工艺投资和运行成本较高。因此, 这些工艺不适合于目前的 IGCC 系统。

Selexol、MDEA 和 Sulfinol 三种脱硫工艺较适合于目前的 IGCC 系统, 且均在示范电站得到应用。

(1) Selexol 脱硫工艺: 属物理吸收, 其吸收溶剂是聚乙二醇二甲醚, 工艺流程如图 2 所示。脱硫过程在加压下进行, 运行温度一般在 25℃ 左右, 吸收了硫化氢的吸收液经减压后释放出硫化氢, 溶剂可循环使用, 稳定性好, 无毒性, 能同时吸收 H₂S 和 CO₂, 对两者的反应速率相差较小。但对 COS 吸收能力差, 需专设 COS 水解装置。Selexol 脱硫工艺曾在美国的冷水(Cool Water)IGCC 示范电站中采用过, 但该工艺的造价和运行成本较高。

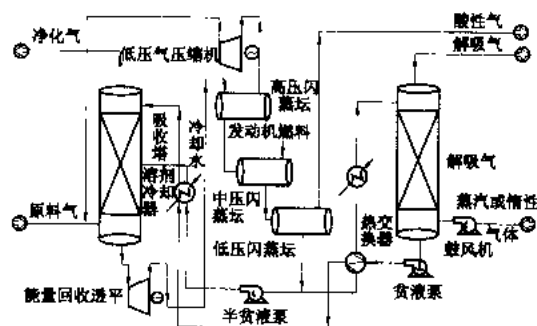


图 2 Selexol 煤气脱硫工艺流程图

(2) MDEA 脱硫工艺: 属化学吸收方法, 工艺流程如图 3 所示。使用的溶剂是甲基二乙醇胺, 溶剂稳定性好, 不挥发不降解, 吸收能力强, 运行操作温度为

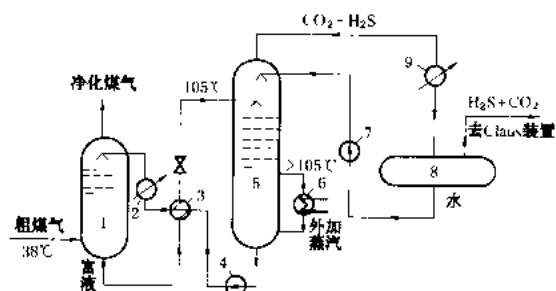


图 3 MDEA 煤气脱硫工艺流程图

1 吸收塔; 2 冷凝器; 3 换热器; 4、7 泵;

5 再生塔; 6 再沸器; 8 分离器

38℃ 左右。对 H₂S 和 CO₂ 选择性强, 二者的反应速率相差若干个数量级, 可以只吸收 H₂S。对 COS 吸收能力差, 必须加装 COS 水解装置。该工艺已在美国的沃巴什河(Wabash River)、坦帕(Tampa)和西班牙的

普埃托拉诺 (Puertollano) IGCC 示范电厂中示范运行, 脱硫效率较高。

(3) Sulfinol 脱硫工艺: 属化学吸收法, 工艺流程如图 4 所示。吸收液是环丁砜和烷基醇胺的混合液, 运行操作温度为 40℃, 对 H_2S 和 COS 都有较强的吸收能力。溶剂无毒, 不挥发, 易被酸性气体所解析, 压力越高越易吸收。其缺点是对煤气中的重烃和芳烃含量限制严格, 造价较高。该工艺已应用于荷兰 Demkolec IGCC 示范电站。

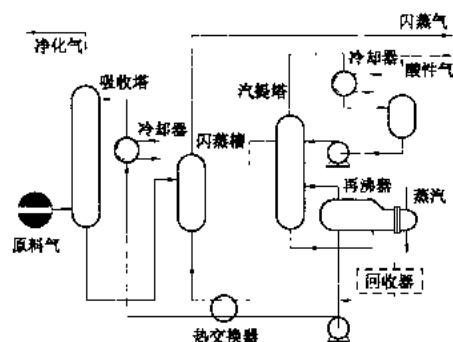


图 4 Sulfinol 煤气脱硫工艺流程图

硫回收工艺 是从吸收了硫化物的脱硫剂中分离并回收硫的过程。硫回收的方法大致有两种, 一种是以 Claus 装置回收元素硫; 另一种方法是将酸性气体送到硫酸厂, 以硫酸的形式回收硫。IGCC 示范电站多以克劳斯 (Claus) 装置回收元素硫, 硫的纯度可以达到 99% 以上。

在 Claus 装置中, H_2S 先被氧化成水和 SO_2 , 然后在催化反应器中 SO_2 和 H_2S 反应生成 H_2O 和元素硫, 冷却后可得纯度很高的硫。一般要经过 2~3 级催化反应, 才能获得较高的硫回收率。为了提高硫的回收率, 有时需在 Claus 装置后再加上荷兰壳牌 (Shell) 公司开发的 Claus 硫回收装置 (简称 SCOT 装置)。Claus 硫回收工艺流程有部分燃烧法、分硫法和燃烧法三种, 前两种用得较多。Claus 装置要求入口气体的 H_2S 含量大于 25%, 小于此值则需补充燃料进行燃烧, 运行成本提高。

高温煤气净化工艺 指在 400~600℃ 下对煤气中的杂质进行脱除的过程, 包括: 高温除尘、高温脱硫、高温脱氨、高温脱除碱金属等过程。与低温煤气脱硫工艺相比, 其优点是可大幅度减少因煤气冷却造成的热损失, 从而使 IGCC 系统的净热效率提高。

高温煤气净化工艺尚未商业化, 高温除尘和高温脱硫处于研究开发和示范阶段, 高温脱氨和高温脱除碱金属的研究起步较晚, 目前尚处于实验研究阶段。在高温净化的研究开发方面, 美国居世界领先地位。

高温煤气除尘工艺 已示范或试验的高温煤气除

尘工艺的主要设备是烛状刚性陶瓷过滤器。它可以使净化后的煤气含尘浓度小于 5 mg/m^3 (标), 粉尘粒度小于 $5\text{ }\mu\text{m}$, 能很好地满足燃气轮机的要求。但仍然存在脆裂、粉尘与陶瓷元件烧结及密封失效等问题, 运行的稳定性较差, 寿命较短, 目前尚未达到商业化。除了各种陶瓷过滤器仍在研究开发外, 移动颗粒层过滤除尘器被认为是在更高温度下很有发展潜力的高温除尘技术。目前, 该工艺处于研究开发阶段。美国坦帕 IGCC 示范电厂采用陶瓷过滤器进行部分煤气 (10%) 高温除尘试验, 美国派龙派因 (Pinon Pine) IGCC 示范电厂也采用陶瓷过滤器进行全流量高温煤气除尘示范, 它们的运行温度在 500℃ 左右, 但这两个厂的高温除尘工艺尚未示范成功。

高温煤气脱硫工艺 目前尚处于研究开发和示范阶段。研究较多的是锌-钛基和锌-铁基脱硫剂。脱硫工艺过程有固定床、移动床和流化床等几类。目前存在的问题是脱硫剂寿命短、运行费用高、强度低易粉化、循环次数少及脱硫效率不稳定等。美国坦帕 IGCC 示范电厂采用移动床 Zn-Ti 基脱硫剂进行部分煤气 (10%) 高温 (500℃ 左右) 脱硫示范, 美国派龙派因 (Pinon Pine) IGCC 示范电厂采用固定床 Zn-Fe 基脱硫剂进行全流量高温 (500℃ 左右) 脱硫示范, 截止 1998 年, 这两个厂的高温脱硫工艺尚未示范成功。

参考书目

建筑工程学院等, 燃气的生产与净化, 北京: 中国建筑工业出版社, 1984

焦树建, 整体煤气化联合循环, 北京: 中国电力出版社, 1996

寇公, 煤炭气化工程, 北京: 机械工业出版社, 1991

燃气燃烧器

燃气燃烧器 (gas burner) 由煤气喷嘴与调风器组成的一种燃烧气体燃料的装置。通常燃用高炉煤气、焦炉煤气和其他气体燃料, 作为辅助燃烧器应用于发电厂锅炉上。

按煤气燃烧机理分为预混合式燃烧器 (无焰燃烧器) 和扩散式燃烧器。

焦炉煤气多采用扩散式燃烧器。煤气和空气分别喷出, 扩散混合与燃烧过程同时进行。优点是适应范围宽, 回火危险性小。在锅炉上应用的有缝隙式焦炉煤气燃烧器 (见图 1), 布置在锅炉炉膛墙面上; 也有多枪或单枪式旋流或平流燃烧器的 (见油、气燃烧器), 布置在锅炉角部的煤气燃烧器多数为煤气喷嘴配平流调风器, 进行切向燃烧, 仍属于扩散燃烧型燃烧器 (见多

种燃料燃烧器)。

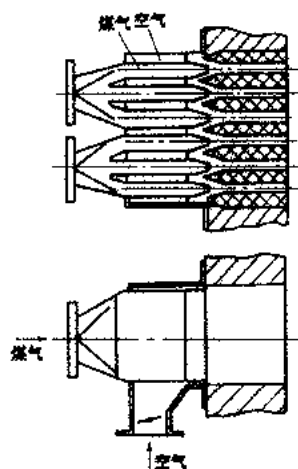


图1 焦炉煤气燃烧器

高炉煤气多采用无焰燃烧器(见图2)。高炉煤气进入炉膛前,在燃烧器中预先与空气混合,并分成多股片状气流,流经炽热耐火砖隔墙组成的燃烧通道,进行预热以利稳定燃烧。这种燃烧器不宜做得很大,多用在中、小型锅炉上。高炉煤气燃烧器的布置,应注意尽量避免对主燃烧器气流的干扰。



图2 高炉煤气燃烧器

为了使高炉煤气燃烧稳定,在高炉煤气燃烧器中放置一只焦炉煤气枪(约占燃烧器热功率的5%~10%),这种“双气”燃烧器已在工程中使用。

煤炭储运系统

(coal transportation and storage system)

燃煤火力发电厂完成煤炭运输、储存任务的有关设备和设施的综合作业流程。通常将从煤矿到电厂的运输过程称作厂外运输。煤炭运抵电厂后的计量、卸载、储存、输送、筛分、破碎等作业过程称作厂内输煤。

煤炭储运系统的出力及设备配置,根据电厂用煤的煤质和耗煤量、运输距离、运输条件和厂区布置要求等多种因素确定。

厂外运输 厂外运输方式有陆路运输和水路运输。陆路运输多利用铁路敞车作为煤炭运输工具。但当供煤矿点集中、运距短、

铁路专用线不需或局部通过国家铁路干线时,可采用运载量大的自卸底开车专列运输。在不具备铁路运输条件的电厂,亦可采用普通载重汽车和自卸汽车通过公路运输。建设在矿区内与煤矿毗邻的火电厂,还可采用长距离带式输送机直接运煤进厂。

位于沿江沿海地区的火电厂,当不具备陆路运输条件,或者受铁路运力的限制,电厂的全部或部分用煤,可以利用水运,也可以采用水陆联运。

欧、美等国也有采用管道输送水煤浆,代替运输车辆作长距离、大运量煤炭输送的(见管道输煤)。

厂内输煤 厂内输煤系统设计除满足全厂总布置和锅炉制粉系统的要求外,在保证自身功能完整的前提下,应尽可能简化和缩短流程,减少转运环节,降低煤流落差。

厂内输煤系统的代表性生产流程为:

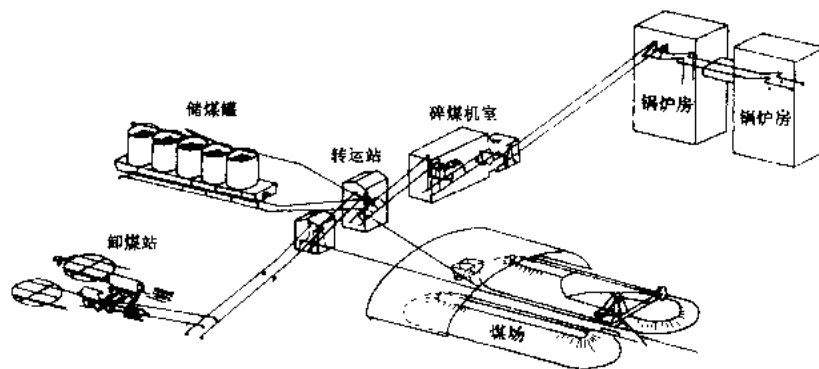
卸煤设施 → 受煤设施 → 煤场及储煤设施 → 输煤设施 → 混煤设施 → 筛分破碎设施 → 计量设施 → 锅炉房原煤斗。

下图为某火电厂输煤系统流程示意图。

燃煤火力发电厂必须在厂内储存一定数量的煤炭,以保证电厂的持续安全运行。储存煤炭的场所称为储煤场,储煤场一般要求储存全厂锅炉7~25天的耗煤量,可根据运距和供应条件确定。储煤场需配备相应的机械设备和建筑设施,用于煤炭运入煤场后的堆放和取用。当火电厂燃用多种煤而需混煤时,储煤场可将不同煤种分堆存放或采用煤场机械将其分层储存,待向锅炉房上煤时再采取措施混合使用。

对于多雨地区的发电厂,根据煤的物理特性、制粉系统和煤场设备型式等条件,确定是否设置下煤储存设施。

输煤系统需配备相应的辅助建筑设施,如:输煤综合楼、专用检修间、推煤机库、煤灰水沉淀池等,便于对输煤车间进行全面管理和维修。



输煤系统流程图



有关掺烧用的石灰石等大量固体物质的输送和存储方式,基本与煤炭输送相似。

煤炭破碎设施

(coal crushing facilities)

将块煤破碎至工艺所需粒度的机械设备及相应的建(构)筑物。火力发电厂输煤系统一般设一级破碎设施(即碎煤机室),当入厂煤块度太大,影响输煤系统设备正常通过时,可在卸煤装置的入口处,增设一级破大块装置。

碎煤机 碎煤机类型很多,常用的有环锤式、反击式和锤击式三种。

环锤式碎煤机 通过高速旋转转子上的浮动环锤,对煤块进行冲击、挤压、碾磨而破碎的设备。具有能耗低、鼓风量小、结构紧凑等优点。中国已生产有各种规格的系列产品,设备出力为50~1500 t/h。

反击式碎煤机 由机体、反击板和带有固定板锤的转子组成。当转子高速旋转时,板锤对煤块冲击,使煤块在转子和反击板之间反复撞击而破碎。其特点是破碎比大、粒度均匀,破碎能力强。但由于转子线速度高,鼓风量大,当密封不严时煤尘飞扬严重,电耗也大。

锤击式碎煤机 利用装在高速旋转转子上的铰接锤,将煤块击碎。其锤头磨损快,检修工作量大,粉尘大。

在火电厂中现已很少选用反击式和锤击式碎煤机,而普遍采用环锤式碎煤机。由于环锤式碎煤机产品规格日益齐全和使用可靠性的提高,在火电厂碎煤机室设计中,有逐渐趋于采用大规格碎煤机取代筛分机械的可能,以减少设备转运环节和降低碎煤机室建筑高度。为防止大型碎煤机工作时产生的振动力对建(构)筑物带来影响,可采用减振弹簧机座或采用岛式布置。

大块破碎机 使用较多的有辊式和筒式两种。这类设备由于本体静荷载和工作动荷载均较大,当安装基础与其它设备合并设置时,建(构)筑物必须充分考虑其特殊性。在火力发电厂,辊式大块破碎机多与翻车机卸煤装置配合使用,布置在受煤斗上方。筒式破碎机由于体积很大,只能独立布置在输煤系统卸煤装置之后、储煤场之前的转运站内。

大块破碎机在中国尚无定型产品,工程中使用的辊式大块破碎机,多是引进设备或国内试制产品。该设备在中国的北方地区应用较多,对破碎块状冻煤效果较佳。筒式破碎机,即选择性预破碎机,主要借助体积庞大的圆筒旋转,将大块煤撞击在设于筒壁的齿块上而破碎。中国于90年代中期首次引进美国产品应用在湖北省鄂州电厂,并于1998年制成第一台同类产品。

• 440 •

mei-lu-qu-yang-nei-hong-zhuang-zhi

煤炭取样和计量装置 (coal sampling and weighing equipment)

燃煤电厂对生产用煤采集代表性样品和进行称重计量的设施。

取样装置 按其用途不同可分入厂煤取样和入炉煤取样两种。设置取样装置的目的,在于取得煤样进行分析化验,从而对所用煤炭进行质量监督和管理。

入厂煤取样装置 一般设在卸载装置之前,以便采集到未经处理的原始煤样,用于监督供方是否提供符合合同规定的煤种和质量合格的生产用煤。目前可靠入厂煤取样装置尚无定型产品。

入炉煤取样装置 多设在进入主厂房之前的带式输送机上。主要作用是根据取样化验的煤质变化情况调整锅炉燃烧和进行成本核算。入炉煤取样装置,国内外产品的结构原理大致相同,多采用量基制和时基制取样方法,利用斗式、刮板式或锤式取样器,从带式输送机头部或中部截取煤样。再根据样品粒度和用量要求,采用一级或二级破碎缩分装置制备所需煤样。余煤可通过斗式提升机或螺旋输送机返回到带式输送机上。

计量装置 按功能不同分入厂煤计量和入炉煤计量。前者作为煤炭供需双方商务结算依据,后者用于监视锅炉的燃煤量。入厂煤计量装置有轨道衡和汽车衡;入炉煤计量装置有电子皮带秤和核子秤。如果厂外运煤方式是长距离带式输送机,其计量装置型式与入炉煤计量装置相同。

轨道衡 用于铁路载重车皮称重的衡器,可分为动态衡和静态衡两种型式。当进厂铁路线平直无坡道时,多采用无基坑电子轨道衡,并与卸煤装置呈串列式布置。此种布置方式除对燃煤进行计量外,还能兼作对其它原材料的计量。当采用翻车机卸煤时可选用静态衡,将其布置在翻车机平台下方对燃煤进行静态计量。但当翻车机检修时,计量装置也随之停用。

汽车衡 用于载重汽车称重的衡器,也有动态和静态两种型式。根据不同作业需要又可分单台面和双台面、带拖挂和不带拖挂等,在电厂中采用双台面、带拖挂型为多。

电子皮带秤 由称重框架、称重传感器、测速传感器和显示仪表组成。是一种动态连续自动计量设备。其计量精确度与设备制造质量和安装位置都有直接关系,一般要求装在带式输送机张力较小的区段。距凸弧段起点宜大于6 m;距凹弧段起点或终点宜大于12 m;最好能布置在水平段。电子皮带秤精确度可达0.5%,计量准确、安装方便,适用于各种容量的电厂。为保证电子皮带秤的称量精确度,可采用链码或实物校验装置定期对其进行标定。



核子秤 该设备是非接触式连续在线计量装置,适用于对带式输送机上的物料进行计量。虽受胶带张力、振动、惯性力等因素的影响较小,但称量精确度略低于电子皮带秤。

coal analysis

煤质分析 (coal analysis) 为了解煤的质量和燃烧特性,用物理和化学的方法对煤样进行的化验和测试工作。煤质分析按国家技术标准或专项试验工艺进行,它是为有关设备和工艺过程的设计和运行提供依据的基础性工作。根据测定项目的不同,煤质分析可以分为常规分析和特种分析(或称非常规分析)两大类。

常规分析 通常是指按照国家技术标准测定煤炭的基本物理、化学特性的分析项目,主要有工业分析、元素分析、灰成分分析,煤、煤粉和灰分性质的测定等。

工业分析 包括对水分、挥发分、固定碳和灰分的测定,有时还包括硫分和发热量等项数据的测定。

(1) 水分:水分在煤中以两种状态存在,即以物理状态附着的游离水和以化学方式结合的结晶水。工业分析中只测定游离水,常分为全水分(又称为收到基水分)和空气干燥基水分(又称为固有水分)。称取一定量的煤样于一定温度的干燥箱中干燥一定时间,其失重占煤样重量的百分数即为全水分;煤样在实验室条件下(常温,相对湿度60%)进行空气干燥数小时后再将试样于一定温度(同全水分测定)干燥到恒重,其失重占试样重量的百分数即为空气干燥基水分,又称干水分。

(2) 挥发分:在一定条件下煤热解产物的量。中国的测定条件是试样在专用坩锅中,在 $900^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$ 的温度下隔绝空气加热7 min,其失重百分数与该试样水分之差即为挥发分。

(3) 灰分:指可燃质完全燃烧以及矿物质在一定温度下发生一系列分解、化合等复杂反应后剩余的残渣。将试样在 $815^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$ 的高温炉内灰化到恒重,其残留物质的百分数即为灰分。

(4) 固定碳:煤样除去水分、灰分和挥发分后即为固定碳。其数值为100%减去水分、灰分和挥发分后之值。

(5) 硫分:煤中的硫分分为可燃硫和固定硫两类,前者包括有机硫和大部分无机硫(矿物硫),后者则指矿物质硫酸根中的硫分,属不可燃硫,存在于燃烧后灰渣中。全硫测定有艾什卡质量法、高温燃烧中和法和电量法等多种方法,艾什卡质量法为仲裁法。固定硫的测定是以HCl溶液从灰中浸取,再用 BaCl_2 沉淀 SO_4^{2-} ,

然后据 BaSO_4 质量计算硫量。

(6) 发热量:单位质量的煤在完全燃烧后所释放的热量,若包含烟气中水蒸气凝结时放出的热量则称为高位发热量,反之则称为低位发热量,发热量是煤最重要的指标之一,用热量计来测定。

元素分析 测定煤中有机质的碳、氢、氧、氮和可燃硫等主要元素组分,以质量百分数表示,收到基中连同水分和灰分总和为100%。

(1) 碳:含量最高,在干燥无灰基中可占90%以上。

(2) 氢:第二重要的组成元素。碳和氢是同时测定的。煤样在氧气流中燃烧,生成的 CO_2 和 H_2O 分别用吸收剂吸收,由吸收剂增重来计算碳和氢的含量。

(3) 氮:在试样中加入混合催化剂和硫酸,并加热分解,将煤中氮转化为氨,以测定氨量计算氮的含量。

(4) 氧:直接测定操作复杂,且精度不高,一般由差减法计算,即100%与碳、氢、氮、可燃硫、水分和灰分值之差。

(5) 可燃硫:由全硫和固定硫之差来计算,在计算氧量时,可近似用全硫来代替可燃硫。

成分分析基准和换算 煤中的水分和灰分含量常随开采、运输、贮存及气候条件而异,其他成分的含量也将随之发生变化,为了便于生产和科研,通常采用四种成分分析基准:①收到基,以收到状态的煤为基准的表示方法;②空气干燥基:以空气干燥状态的煤为基准的表示方法;③干燥基:以无水状态的煤为基准的表示方法;④干燥无灰基:以假想的干燥无灰状态的煤为基准的表示方法。

除水分和低位发热量以外,不同基准成分数值间的换算系数见表1

灰成分及其特性 灰分是由金属氧化物和非金属氧化物及其盐类组成的复杂物质,以 SiO_2 和 Al_2O_3 为主,还有 Fe_2O_3 、 CaO 、 MgO 、 TiO_2 、 SO_3 、 Na_2O 和 K_2O 等,以及一些Mn、V和Mo等元素的氧化物。

(1) 灰成分测定:按工业分析条件灼烧煤样制得灰样,用NaOH溶解,沸水浸取,加HCl溶解,蒸发至近干,再制备试液。不同成分用不同方法测定,如 SiO_2 用动物胶凝聚质量法, Fe_2O_3 、 Al_2O_3 、 CaO 和 MgO 用EDTA容量法, Na_2O 和 K_2O 用火焰光度法, P_2O_5 用比色法等,还可以用原子吸收光谱法来测定除磷以外的其他灰成分。

(2) 灰的熔融特性:通常称为灰熔点,煤灰没有固定的熔化温度,仅有一个熔化温度范围。中国和世界上大多数国家以角锥法作为标准测定方法,记录在半还原气氛中的三个特征温度:变形温度DT,即灰锥尖开始变圆或弯曲时的温度;软化温度ST,即灰锥体弯曲

表 1 不同基准成分数值间的换算系数

要求换算的基准 已知基准	收到基 ar	空气干燥基 ad	干燥基 d	干燥无灰基 daf
收到基 ar	1	$\frac{100 - M_{ar}}{100 - M_{ad}}$	$\frac{100}{100 - M_{ad}}$	$\frac{100}{100 - A_{ar} - M_{ar}}$
空气干燥基 ad	$\frac{100 - M_{ar}}{100 - M_{ad}}$	1	$\frac{100}{100 - M_{ad}}$	$\frac{100}{100 - A_{ad} - M_{ad}}$
干燥基 d	$\frac{100 - M_{ar}}{100}$	$\frac{100 - M_{ad}}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A_d}$
干燥无灰基 daf	$\frac{100 - A_{ar} - M_{ar}}{100}$	$\frac{100 - A_{ad} - M_{ad}}{100}$	$\frac{100 - A_d}{100}$	1

注：表中 M 表示水分， A 表示灰分。

到锥尖触及托板或锥体变成球形和高度不大于底长的半球时的温度；流动温度 FT ，即灰锥完全熔化或展成高度 $\leq 1.5 \text{ mm}$ 薄层时的温度，也称为熔化温度。有的国家用热显微镜观测柱体试样的熔融特征来确定其特征温度。

(3) 灰黏度：表征灰在高温熔融状态下的流动特性，通常根据牛顿摩擦定律用钨丝扭矩式黏度计测定 1750°C 以下 $1 \sim 10^3 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 范围内的熔体黏度。

煤及煤粉的性质 煤是一种成分、结构非常复杂且极不均一，包括有机和无机化合物的混合物，以及无机物和有机质组成的金属有机络合物，其性质是多方面的，其中与燃烧关系较密切的有可磨系数、磨损指数、煤粉细度、密度、自由膨胀序数五项。

(1) 可磨系数：表征煤被粉碎的难易程度，测定的依据是破碎定律，即在研磨煤粉时所消耗的能量与新产生的表面面积成正比。目前广泛采用的主要方法有哈德葛罗夫 (Hardgrove) 法与全俄热工研究所 (BTHI) 法，其近似换算关系为： $K^{BTHI} = 0.0034 (K^H)^{-0.25} - 0.61$ 。

(2) 磨损指数：表征煤在破碎过程中对金属研磨部件磨蚀的强烈程度，现多使用 YGP (Yancey, Geer and Price) 法来测定在规范条件下煤样对纯铁的磨损量。

(3) 煤粉细度：煤粉是由各种尺寸不同（一般在 $1 \sim 500 \mu\text{m}$ ）、形状不规则的颗粒所组成，其细度一般用标准筛来测定，以筛孔尺寸为 $x (\mu\text{m})$ 的筛子筛后剩余量占粉样的百分数 $R_x (\%)$ 来表示。

(4) 密度：煤的密度通常以不同的方式表示，有真密度、视密度和堆积密度之分。真密度是在 20°C 时，煤的质量与同温度、同体积（不包括煤内外表面孔隙）水的质量之比；视密度为在 20°C 时，煤的质量与同温度、同体积（包括煤内外表面孔隙）水的质量之比，又称为

假密度；煤粉堆积密度是煤粉在自然堆积状态下的视密度。

(5) 自由膨胀序数：表征煤的黏结特性，把煤按规定方法加热，所得焦块与一组标准焦块侧面图进行比较来确定的序号数。

特种分析 又称非常规分析，是测定表征煤着火、燃尽、结渣和积灰等特性的专项分析。目前国际上已有基本定型的试验工艺，但尚未形成技术标准。

特种分析是通过专门的试验装置、使用先进的仪器或对常规分析数据进行处理来实现的；当前主要有以下几种测定项目，即煤粉着火指数、热（重）分析、比表面积测定、热解化学动力学常数的测定、焦燃烧速率系数的测定、结渣倾向判别、沾污特性的判别。

煤粉着火指数 着火温度不是煤所固有的物理化学参数，而是一个和试验规范有关的参数。通常取能使煤粉在试验炉膛中悬浮着火的最低温度为着火指数，用来比较煤粉着火的难易程度。

热（重）分析 在程序控制和缓慢升温下，测量煤样的质量随加热程度的变化，称为煤的热（重）分析，所用的仪器称为热天平。美国材料分析标准 (ASTM) 中有用热天平进行微量煤样工业分析的工艺 [图 1 (a)]；目前世界各国都在使用热天平对煤的燃烧特性进行试验研究，主要使用焦燃尽曲线、煤热解或燃烧曲线两类热分析曲线。

(1) 焦燃尽曲线：用来比较固体燃料燃尽的难易程度，是以专项工艺制备焦样，在热天平中做等温热重分析来绘制的 [图 1 (b)]。

(2) 煤热解和燃烧曲线：煤样在惰性气氛或含 O_2 气氛中热分析的微商热重曲线 [图 1 (c)]。燃烧特性不同的煤，热解或燃烧曲线相差较大 [图 1 (d)]；燃烧特性相似的燃料，热解或燃烧曲线相近。中国倾向于在曲线上取“着火点”、“最大燃烧速度”、“燃尽时间”等特征点来比较煤的燃烧特性。

比表面积测定 在气固两相反应中，单位质量试样的表面积（包括内孔表面）——比表面积可作为直观反应活性的一种简单度量。煤是多孔物质，释放挥发分后的焦更是典型的多孔物质。通常以 N_2 在 77K 时的吸附量，用 BET 方程来给出煤样或焦样的比表面积，也有的以 CO_2 在 298K 时的吸附量，用 Dubinin Polngi 方

程来给出试样的比表面积。也有用压汞法测得孔隙面积来表示比表面积。

热解化学动力学常数的测定 煤在不同的热力学况下热解,释放的挥发分成分和数量亦不相同。对应于

层式燃烧、流化床燃烧和煤粉悬浮燃烧的热力条件,煤的热解动力学参数可分别用热天平(温升速率 $<10\text{ K/s}$),居里点热裂解色谱法(煤的温升速率约为 10 K/s)和管式沉降炉热解试验(煤的温升速率 $>10^4\text{ K/s}$)来测定。

从热分析曲线来计算活化能,常用以热重和微商热重分析为基础的差减微商法。

居里点热裂解色谱法是高频率磁场使铁磁丝迅速受热,涂在丝上的煤粉试样亦迅速升温,丝达到居里点后失磁恒温,载气将煤热解释放出的挥发分迅速冷却,并收集入贮气器,既可以测定热解失重率,也可用色谱仪检测热解气态成分的数量。

管式沉降炉热解试验是连续将煤粉试样供入高温管式电炉中,在沉降过程中随惰性载气将煤粉试样高速升温,快速热解,以水冷取样管将带粉气流迅速冷却,用在线气体分析仪检测挥发分某些成分的数量,并用取出的焦样由灰示踪法确定挥发分产率,进而可算出煤热解频率因子和活化能。

焦燃烧速率系数的测定 焦是指煤释放挥发分后的剩余物,其燃尽时间一般占煤燃尽时间的90%以上,其燃烧速率与煤在炉膛中的燃尽率关系较密切。焦在管式沉降炉的高温燃烧气氛中燃烧,水冷取样管将试样迅速冷却,不同温度、不同燃烧时刻的残存焦样,用灰示踪法即可得出燃尽率,进而可得出在燃烧速率系数 $K_c = A_c \exp(-E_c/RT)$ 中的频率因子 A_c 和活化能 E_c ,从而为计算煤在炉膛中的燃烧过程提供基础数据。

结渣倾向判引 结渣是指熔化了了的灰沉积在受热面上,它与煤的灰渣特性、燃烧工况和壁面温度等多种因素有关,通常认为煤的结渣倾向与灰分的熔融性、流变特性(黏温特性)等有关,工业部门常使用的预测指标有软化温度判别指标、常用的结渣指数、煤粉重力筛分试验三种。

(1)软化温度判别指标:中国《发电用煤国家分类标准》以煤灰的软化温度ST作为判别指标,煤的低位发热量 Q 作为辅助指标,即 $ST > 1350\text{ }^\circ\text{C}$ 且 $Q > 12560\text{ kJ/kg}$ 的煤和 ST 不限且 $Q \leq 12560\text{ kJ/kg}$ 的煤为不结渣煤; $ST \leq 1350\text{ }^\circ\text{C}$ 且 $Q \geq 12560\text{ kJ/kg}$ 的煤为易结渣煤。

(2)常用的结渣指数:主要有①成分结渣指数 R_{sc} ,
$$R_{sc} = \frac{Fe_2O_3 + CaO + MgO + Na_2O + K_2O}{SiO_2 + Al_2O_3 + TiO_2} S_d$$
式中 S_d 为煤的干燥基含硫量,其余为各种灰的成分值。②温度结渣指数 R_{st} , $R_{st} = (T_b - T_d) / 500$,式中 T_b 和 T_d 分别为不同试验气氛中的最高半球温度和最低变形温度。③黏度结渣指数 R_{vs} , $R_{vs} = (T_{25} - T_{1000}) / 97.5$,式

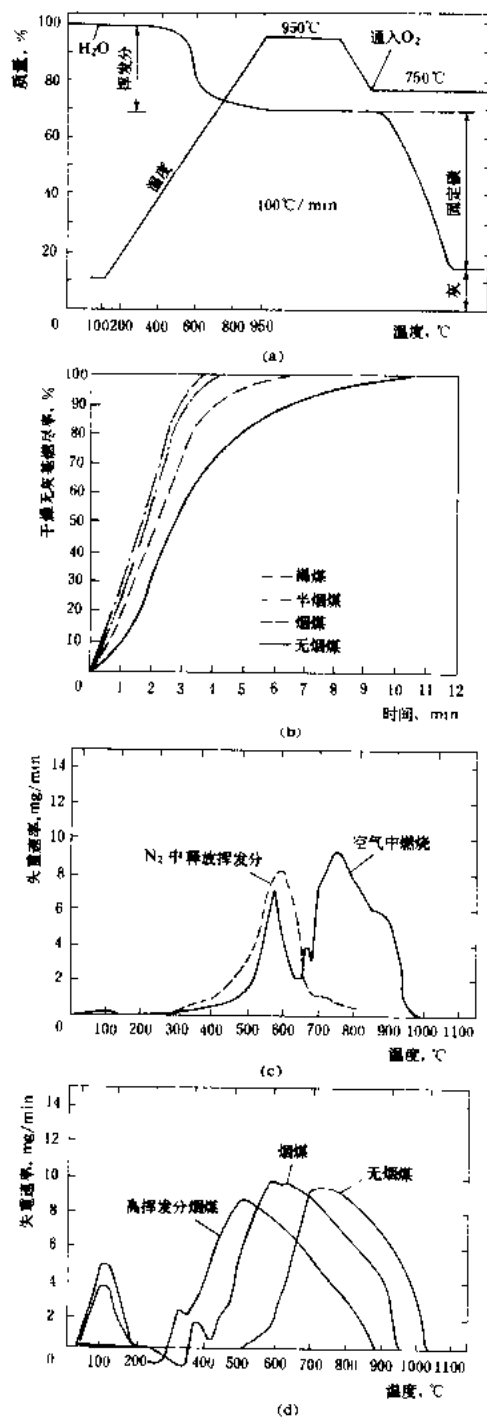


图1 煤的热分析曲线

(a) ASTM工业分析; (b) 焦燃尽曲线; (c) 煤热解和燃烧曲线; (d) 不同燃料的燃烧曲线

中 T_{200} 和 T_{1000} 分别是灰渣黏度为 $25 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 和 $1000 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 时的温度; f 是与灰渣黏度为 $200 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 时的温度 T_{200} 有关的因数。

通用的国外资料推荐的结渣指数判别数据见表 2。

表 2 结渣指数判别指数

可能的结渣程度 判别指数	轻	中等
R_{Ca}	< 0.6	$0.6 \sim 2.0$
R_{Ca}	$> 1340^\circ \text{C}$	$1340 \sim 1230^\circ \text{C}$
R_{Fe}	< 0.5	$0.5 \sim 0.99$
可能的结渣程度 判别指数	重	严重
R_{Ca}	$2.0 \sim 2.6$	> 2.6
R_{Ca}	$1230 \sim 1150^\circ \text{C}$	$< 1150^\circ \text{C}$
R_{Fe}	$1.0 \sim 1.99$	≥ 2.0

此外,也有资料把灰成分中的铁钙比 ($\text{Fe}_2\text{O}_3/\text{CaO}$), 硅铝比 ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$), 硅值 $[\text{SiO}_2/(\text{SiO}_2 + \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO})]$ 等作为判别煤结渣倾向的指数。

(3) 煤粉重力筛分试验: 用不同的重液将煤粉样区分为密度从 1.1 至 2.9 等不同部分, 分析不同密度煤粉的灰成分偏析情况, 可以判别煤的结渣倾向; 密度大于 2.5 的重组中含铁量高的煤易结渣 (见图 2)。

煤沾污特性的判别 沾污是指温度低于灰熔点的沉积物积沉在锅炉受热面上。通常用来判别煤灰沾污倾向的方法有沾污指数 R_F 、重力筛分试验、弱酸溶碱试验、测定煤灰的烧结强度等四种。

(1) 沾污指数 R_F : $R_F = (\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO} + \text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}) / (\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2)$, 式中均为各种灰的成分值; 据国外数据, 当 $R_F < 0.2$ 时, 沾污轻; $R_F = 0.2 \sim 0.5$ 时, 沾污中等; $R_F = 0.5 \sim 1.0$ 时, 沾污重; $R_F > 1.0$ 时, 沾污严重。

(2) 重力筛分试验: 据国外资料, 在密度小于 1.5 的轻组中含碱金属量高的煤易沾污 (见图 2)。

(3) 弱酸溶碱试验: 据认为, 煤灰分中的碱金属, 一部分为较稳定的“非活性碱”, 另一部分为在燃烧中易挥发的“活性碱”, 只有“活性碱”在锅炉受热面上容易发生物理化学反应而造成沾污; “活性碱”可以用醋酸浸出, 再用原子吸收分光光度计测定, 可以用“活性碱”含量来比较煤灰的沾污特性。

(4) 煤灰的烧结强度测定: 用煤灰在 925°C 时的烧

结强度来判别煤灰的沾污倾向。据有关数据: 烧结强度小于 $7 \times 10^4 \text{ Pa}$, 沾污轻; $7 \times 10^4 \sim 35 \times 10^4 \text{ Pa}$, 沾污中等; $35 \times 10^4 \sim 113 \times 10^4 \text{ Pa}$, 沾污重; 大于 $113 \times 10^4 \text{ Pa}$, 沾污严重。

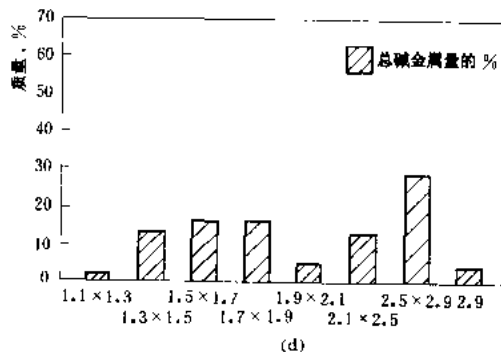
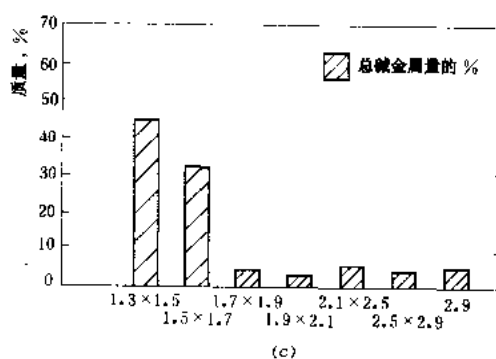
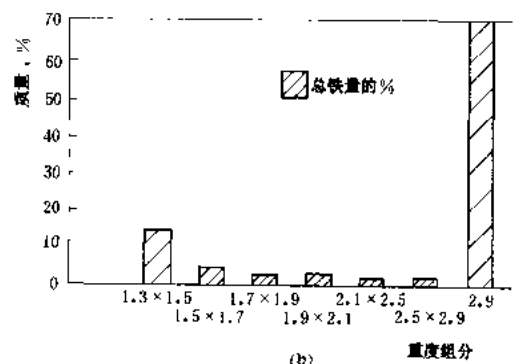
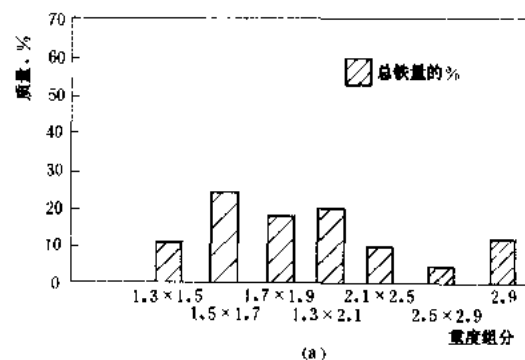


图 2 不同煤种的重力筛分结果

(a) 结渣轻的煤; (b) 结渣重的煤; (c) 沾污重的煤; (d) 沾污轻的煤

Mountain Power Plant

蒙坦尼亚发电厂 (Mountaineer Power Plant)

位于美国西弗吉尼亚州纽海文市,坐落在俄亥俄河岸边,装有1台世界上单机容量最大的1300 MW 燃煤机组,属美国电力公司(简称AEP)系统的阿帕拉钦电力公司运营。美国自1973年建成首批3台1300 MW 机组(AEP的阿摩斯电厂3号机,田纳西流域管理局的肯勃兰电厂1号和2号机),到1989年AEP又相继建成5台1300 MW 机组(加纹电厂2台,蒙坦尼亚电厂1台,洛克港电厂2台)。蒙坦尼亚电厂于1980年7月投入商业运行,1987年3月14日创造了燃煤机组连续运行607天的美国最高纪录,这期间共发电147亿kW·h。1998年平均净发电热耗为9732 kJ/(kW·h),其经济性在全美燃煤机组中排第7名,在全部1300 MW 机组中排第1名。

锅炉 系美国拔伯岛(Babcock & Wilcox)公司生产的单炉膛燃煤锅炉,最大蒸发量4443 t/h,出口蒸汽压力按超压5%设计,为26.5 MPa,温度543/543℃。为了能适合燃烧AEP所属七个矿区的各类烟煤,并为了提高可靠性,锅炉采用保守的设计数据,炉膛容积热负荷较低。锅炉采用微正压燃烧;送风机为3组各50%容量的离心式风机,并采用3台定轴三分仓式空气预热器。为了满足环境保护对烟气粉尘排放的要求[小于0.043 g/MJ进热量(0.1 lb/MBtu进热量)]设

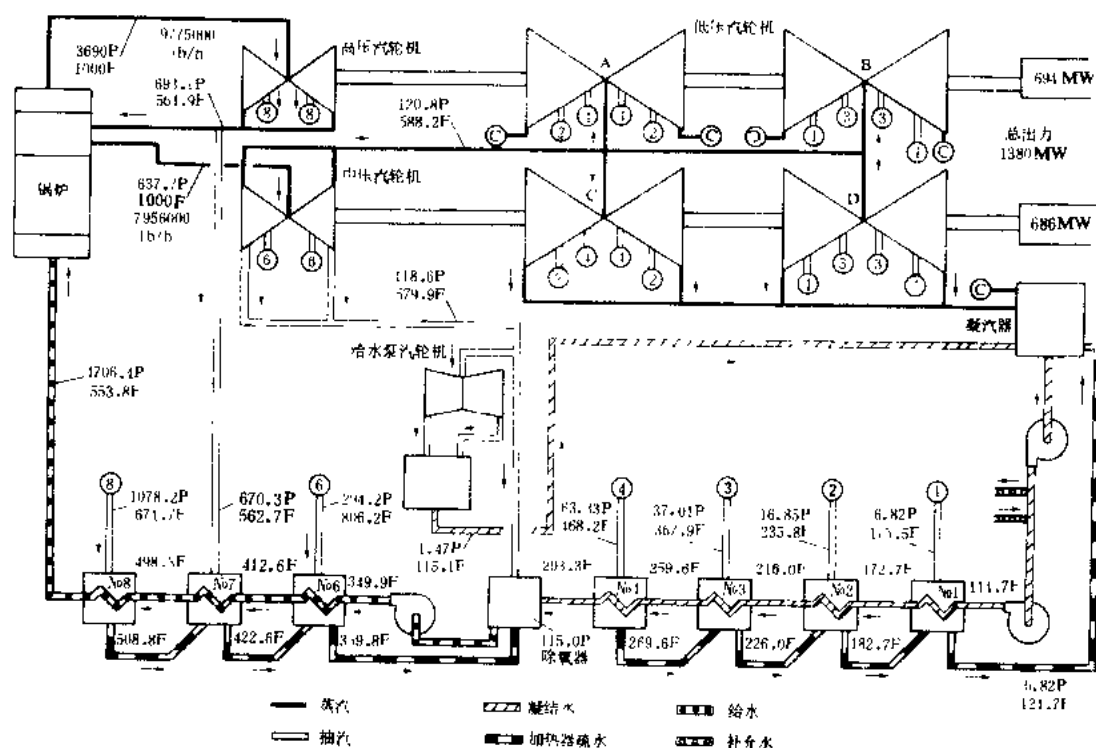
置了除尘效率为99.7%的静电除尘器。燃煤含硫量低,含硫烟气利用高烟囱排放;锅炉装有低NO_x燃烧器,使NO_x排放量控制在0.3 g/MJ(0.7 lb/MBtu)以下,还设置了环保监测系统。

汽轮发电机组 由瑞士勃朗·鲍威利公司(RBC)生产,为双轴六缸八个排汽口中间再热机组,转速3600 r/min。额定蒸汽参数24.24 MPa、538/538℃;在蒸汽压力超压5%时,净发电出力1300 MW。发电机额定功率2×722 MV·A。电力通过3组单相26/765 kV 500 MV·A 变压器送入765 kV 系统。

汽动给水泵 根据AEP从1957年开始在225 MW、600 MW 和800 MW 机组上的成熟经验,1300 MW 机组亦采用1台全容量的汽轮机驱动给水泵,备有一套内部组件备用,不另设启动或备用给水泵;驱动汽轮机最大出力49340 kW(66170HP),转速4175 r/min。冷态启动时的蒸汽和其他厂用蒸汽由2台170 t/h 烧油辅助锅炉提供。

热力系统 采用8级回热加热,为了保证系统的可靠性,低压加热器为双列100%容量,高压加热器为三列各50%容量。凝汽器的冷却水由1座154 m 高的自然通风冷却塔冷却。热力系统见图。

滑压运行的改装 汽轮机组为节流调节配汽,原按带基本负荷定压运行设计。1983年根据机组要承担调峰负荷的要求,为适应滑压运行,对机组进行了改



1300MW 机组热力系统简图

装。采用的方法是在锅炉主蒸汽回路一次过热器和二次过热器之间,在原有回路分隔阀门之后,各增加一个滑压阀,随负荷调节压力,而汽轮机控制阀仍保持全开。由于二次过热器出口温度仍维持在 543℃,滑压运行使汽轮机在 50% 负荷时比定压运行降低热耗 317 kJ/(kW·h),全年可节约燃料 1.5%。滑压运行也使汽轮机部件寿命损耗率约减少 25%。

自动控制 电厂设置了以电子计算机为基础的巡回检测和数据处理系统,用屏幕显示跟踪和报警在长期运行中起了重大作用。如锅炉管束温度监视装置提供了 500 多组管束温度信息,保证了锅炉安全运行。

全厂有职工 175 人。运行人员均经过在全真型仿真机上的严格训练;仪表维修人员的职责则是使表计和控制元件经常保持在正常完善状况。

mfengyou xitong

密封油系统 (sealing oil system) 向氢冷发电机转轴与端盖交接处的密封瓦循环供应高于氢压的润滑油以防止氢气外泄的所有设备和装置的组合。过去对容量较小的氢冷发电机采用适合中、低氢压的盘式瓦密封装置。机组容量增大和氢压增高后,则普遍采用环式密封瓦结构,密封瓦浮在与轴之间的油膜上,以达到气密的效果,目前存在单流、双流和双流三种环式密封瓦及其相应的密封油系统。

单流环式密封油系统 采用该系统的发电机密封瓦只有一个进油孔。密封油进入瓦后再分成氢气侧和空气侧两路,其回油分别去氢气侧和空气侧油分离器(见图 1)。为净化密封油,系统中设置了密封油真空箱,正常运行压力为负压,其作用是使油中水分逸出。系统一般设置两台主密封油泵,一台运行,一台备用;还有直流事故电动密封油泵以及再循环泵,再循环泵用于密封油真空箱内的油自行循环,以使油中水分

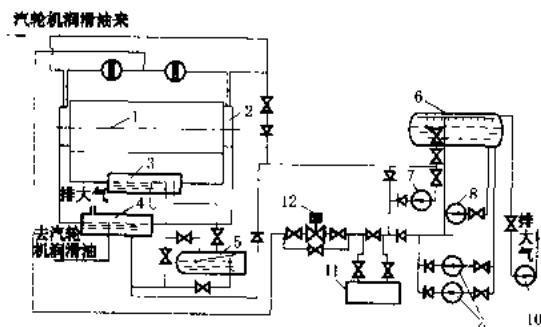


图 1 单流环式密封油系统简图

- 1—发电机; 2—密封瓦; 3—氢侧油分离器; 4—空侧油分离器; 5—浮球回油筒; 6—密封油真空箱; 7—事故密封油泵; 8—再循环油泵; 9—主密封油泵; 10—密封油真空泵; 11—冷油器; 12—油、氢压差调节阀

• 446 •

和气体充分逸出。系统中装有压差调节阀,以保证油压比氢压高。氢气侧油分离器还设有一个浮球回油筒。以进一步分离氢气回入机内,防止氢气进入润滑油系统。

双流环式密封油系统 该系统分成空气侧和氢气侧两个独立的油路(见图 2)。油从这两个油路分别进入密封瓦内两个环槽内,各顺轴反向流向两侧,从而在瓦与轴之间形成了油膜,既密封了氢气,隔离了空气,也起了润滑的作用。空气侧油与轴承回油一起通过空气侧密封油箱,并在此排出油中少量的氢气后流回汽轮机主油箱。在空气侧供油旁路上设有一个旁路式压差阀,自动调节瓦内的空气侧油压,维持必要的油氢压差。设在氢气侧供油回路上的压力平衡阀能自动平衡瓦内氢气侧油压与空气侧油压,使两股油基本上互不窜动。在长期运行以后,油的微量窜动必然会将一些空气带入机内。为维持 95%~98% 的氢气纯度,每进入 11 空气需要补充 24~100 L 纯氢。为保证不断油,空气侧密封主油泵备有多级后备油源。如氢油压差失控而下降,首先是备用压差阀自动开启,接通汽轮机同轴主油泵,并自动调整油压供应空气侧密封油,同时发出警报。氢油压差再下降时,启用第二后备的直流电动油泵。氢气侧油源无后备,停泵时由空气侧供油作单流瓦使用,可降低氢气纯度运行,但不得低于 90%。

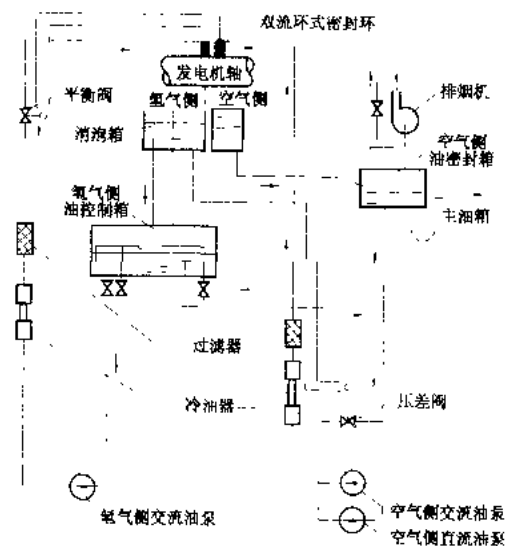


图 2 双流环式密封油系统原理图

三流环式密封油系统 采用该系统的发电机密封瓦通有三路油,由发电机内侧向外,分别为氢气侧、真空侧和空气侧密封油(见图 3)。空气侧密封油回油到空气侧密封油箱,油箱上装有排烟机,使油箱处于微负压,并排除氢气侧密封油溢油到空气侧密封油箱时所含的氢气。空气侧密封油泵设有 2 台交流电动油泵和

1台直流电动油泵,正常时仅1台交流油泵运行,其他两台油泵处于备用。空气侧压差调节阀控制空气侧油压与发电机内氢压的压差(约50 kPa),以保证油压大于氢压;氢气侧密封油由氢气侧密封油泵向发电机密封瓦供油,并设有压差调节阀保证氢气侧密封油压高于空气侧密封油压(约10 kPa);真空侧密封油压与氢气侧密封油压相同。真空侧密封油来自真空侧油箱,该油箱也有排烟机,使其处于微真空。真空侧密封油没有单独的回油回路,由于其油压比空气侧油压高,所以大部分油通过密封瓦与轴的间隙,到空气侧密封油中去,和空气侧密封油一起回到空气侧密封油箱,仅一小部分进入氢气侧密封油,多余的氢气侧密封油通过液位

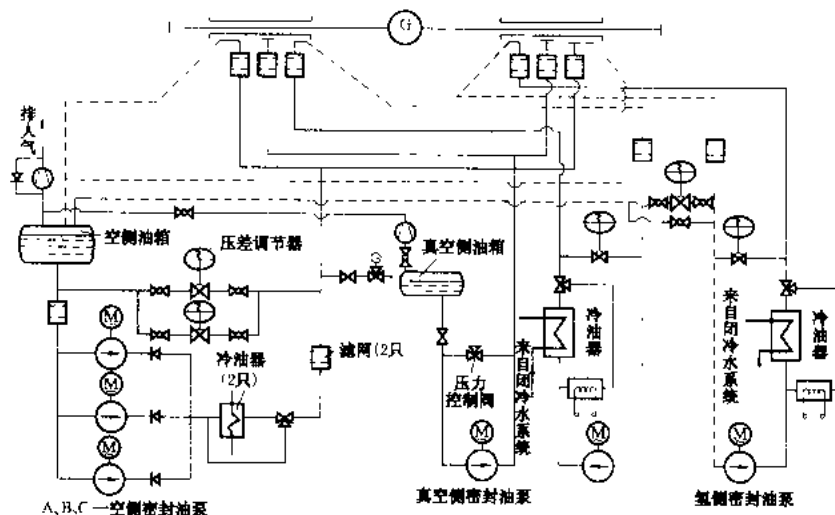


图3 三流环式密封油系统简图

控制压差调节阀溢回到空气侧油箱,因此真空侧密封油不是完全独立的系统。

三流环式密封油系统是一个独立的系统,与汽轮机的润滑油系统不连接。

灭磁

(de-excitation) 使同步发电机的励磁电源迅速断开并使励磁绕组所储存的磁场能量迅速消耗掉的措施。为了减小发电机内部故障电流或解列时过电压所造成的危害,当发电机短路保护或发电机异常运行保护的继电保护装置动作跳开主断路器时,要求同时尽快地灭磁。主要要求是:①灭磁时间尽量短;②励磁绕组的过电压限制在安全值以下;③灭磁后发电机的残余电压尽量小。

简单地切断励磁电流,将使绕组两端产生过高电压危及设备的安全。按照既迅速释放磁场能量,又不产生过高电压的原则,灭磁时必须形成磁场能量的消耗回路。常用的方法有:①磁场能量消耗于设有特殊灭磁

栅和并联电阻的灭磁开关中。②灭磁开关不全部承受耗能任务,磁场能量主要消耗于接入的放电电阻上。放电电阻有线性和非线性两种。后者在灭磁过程中当端电压超过阈值后电流急剧增加,它的灭磁过程可较前者为快,中国已研制成采用氧化锌的压敏电阻。③逆变灭磁,如励磁绕组由全控整流桥供电,灭磁时将可控整流器改逆变运行状态,使磁场能量反馈到它的交流供电电源。

模拟量控制系统

(modulating control system)

用各种仪表和装置(包括计算机)控制热工过程,使被控模拟量参数按预期目标进行。

模拟量控制系统也称连续控制系统、自动调节系统或闭环控制系统,它由被控过程、测量装置和控制器等组成,基本的热工过程模拟量控制系统如图1所示。

被控过程 也称调节对象 生产过程中的被控变量(被测量)与其相应的控制变量(调节量)构成控制系统中的被控过程。被控过程有单变量过程也有多变量过程。

(1)单变量过程:具有一个控制变量和一个被控变量的被

控过程。

(2)多变量过程:具有一个以上控制变量和一个以上被控变量的被控过程。

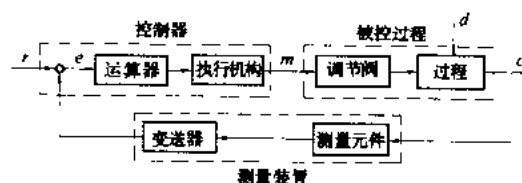


图1 反馈控制系统

c —被控变量(被测量); r —设定值; e —误差(偏差);

m —控制变量(调节量); d —扰动(干扰)

控制变量是改变被控变量使之等于其设定值的手段,除了控制变量以外,还有其他导致被控变量变化的因素,这些因素称为扰动。

为了实现生产过程自动控制,必须熟悉生产过程,掌握控制变量和扰动与被控变量之间的动态特性(见火力发电机组动态特性);对于多变量过程还要清楚地

了解各变量之间的相互影响。

控制器 也称调节器,它是实现自动控制的主要装置。它的控制规律是指输入(偏差 e)和输出(控制变量 m)之间的关系。热工过程控制中常用的控制规律由比例—积分—微分(PID)作用组合而成。

比例控制(P) 控制器的输出与其输入成比例,即 $m(t) = ke(t) + m_0$,式中 $m(t)$ 为控制器的输出,控制变量; $e(t)$ 为控制器的输入,偏差; m_0 为无偏差时的输出; k 为控制器的比例系数(即放大倍数), k 的倒数 $\delta = \frac{1}{k}$ 称为比例带(或比例度)。

自动控制系统中应用比例控制器时,比例系数 k 根据被控过程的动态特性适当设置,以保证控制质量,控制结果将是有差的,即当被控过程受到扰动需要控制变量改变才能恢复平衡时,被控变量与其设定值之间必然存在偏差。

比例积分控制(PI) 控制器的输出与输入及其积分成比例,即 $m(t) = k \left[e(t) + \frac{1}{T_i} \int e(\tau) d\tau \right]$,式中 T_i 为控制器的积分时间常数; k 为比例系数。

自动控制系统中应用比例积分控制器时,比例系数 k 和积分时间 T_i 根据被控过程的动态特性来整定。积分控制只要有偏差,就有积分作用,执行机构就继续动作,直至偏差消除,控制结果无静差,比例积分控制器是热工过程自动控制中应用得最多的一种控制器。

比例积分微分控制(PID) 控制器的输出与输入及输入的积分、微分成比例; $m(t) = k \left[e(t) + \frac{1}{T_i} \int e(\tau) d\tau + T_d \frac{de(t)}{dt} \right]$,式中 T_d 为控制器的微分时间常数。

这种控制器有三个参数(k 、 T_i 、 T_d)可以调整。微

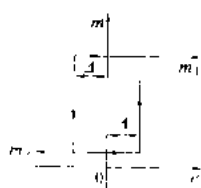


图2 有中间区的双位控制

双位控制器 位式控制 控制器的输出只有两个或三个数值,例如有中间区的双位控制(见图2)。

位式控制器结构简单,使用方便,但被控变量总是在一定范围内波动,只适用于控制要求不高的过程。

模拟量控制系统分类 常用的控制系统有:单回路反馈控制系统、前馈控制系统、前馈-反馈控制系统、

串级控制系统、选择性控制系统等;多变量控制系统、最优控制系统、自校正控制系统也在应用或研究。

单回路反馈控制系统 根据被控变量与其设定值之间的偏差进行控制,最后消除偏差的控制系统,也称闭环控制系统。如图1所示。它以被控变量作为反馈信号,构成一个闭合回路。它是热工过程中广泛应用的一类控制系统。系统中的测量元件和变送器应准确及时地反映被控变量的变化;控制器的控制规律及其参数应适当选择和整定,以保证控制系统稳定、有效地工作。这种系统的工作特点是:当偏差出现后才进行控制,因此,当被控过程具有较大的迟延和惯性时,将出现较大的动态偏差。

也有用一个以上的反馈信号,构成一个以上的闭合回路,称为多回路反馈控制系统。

根据设定值是否变化的性质,反馈控制系统可分为:①定值控制系统:设定值保持为某一固定数值;②程序控制系统:设定值为预定的时间函数;③随动控制系统:设定值决定于某些外来因素,而这些因素的变化是不能预定的。

前馈控制系统 不用被控变量反馈,直接根据扰动进行控制的系统,如图3所示。前馈控制也称开环控制。它在扰动发生时立即进行控制,但不能保证被控变量等于设定值;由于生产过程的扰动很多,一般不能一一准确测量;前馈控制规律也不易准确实现。因此,前馈控制系统一般不能独立应用。

前馈、反馈控制系统 在反馈控制系统中加入主要扰动的前馈控制所组成的系统,利用前馈控制,提高系统在主要扰动下的控制性能。

串级控制系统 由两个运算器(调节器)的串级作用、具有两个反馈回路的控制系统。如图4所示。系统中运算器1(主调节器)的输出为运算器2(副调节器)的设定值。与单回路反馈控制系统相比,增加了测量被控过程的中间变量 y 作为反馈信号和副调节器;也就增加了一个内部闭合回路。

是单回路反馈控制系统的一种改进,当扰动发生在内部闭合回路内时(如 d_1),由于副调节器2的动作,减少了扰动对被控变量 c 的影响;当扰动发生在内部闭合回路之外时(如 d_2),内回路的作用相当于改善了一部分被控过程的动态特性,因而使被控变量得到较好控制。

选择性控制系统 利用逻辑装置,根据生产过程

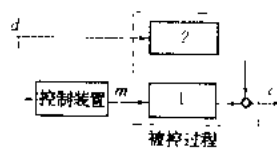


图3 前馈控制系统
1、2—分别表示被控过程在控制变量作用下和扰动作用下的不同特性

的限制条件,自动地切换不同的自动控制系统。

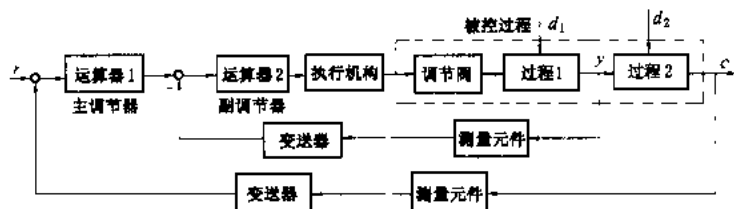


图4 串级控制系统

多变量控制系统 当被控过程为多变量过程时,按多变量特性设计的自动控制系统。在设计多变量解耦控制系统时,可以先把被控过程解耦,如图5所示。利用解耦装置把被控过程(a)化为几个相对独立的单变量过程(b)或(c),然后按单变量控制系统设计。解耦控制系统的设计方法很多,而且多变量控制系统也不一定都需要解耦的,这取决于生产过程实际运行的需要。

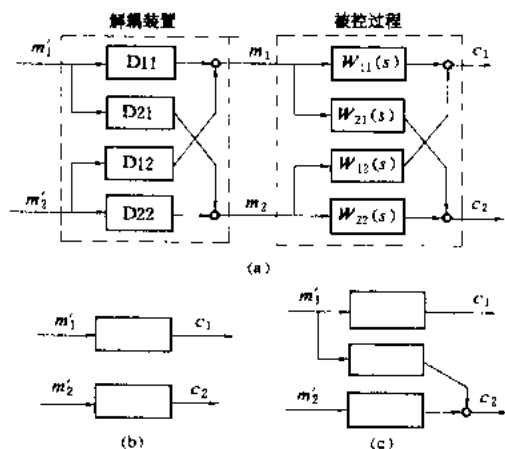


图5 被控过程的解耦举例

(a) 被控过程的解耦; (b) 完全解耦后的等效对象;
(c) 单方向解耦后的等效对象

最优控制系统 用时域设计方法,使某一性能指标为最小(或最大)的状态变量反馈系统。在设计最优控制系统时,需对被控过程有准确的数学描述,而性能指标既要便于计算,又要符合实际运行的要求,这对热工过程是很困难的。

自校正控制系统 为了保证控制系统的工作性能,控制器的参数(如PID控制器的 k 、 T_i 、 T_d)或控制规律随着被控过程动态特性的改变而改变的控制系统。自校正控制可以用微型计算机实现,是一种实用的自适应控制技术。

模拟量控制系统的实现 模拟量控制系统可以用模拟式控制系统或数字式控制系统(包括计算机)来实现,它们的控制理论基本相同。

模拟式控制系统 系统中所有变量都是时间的连续函数,也称时间连续系统。所用的控制器称为模拟控制器。

数字式控制系统 系统中控制器的输入和输出信号在时间上是离散的,也称时间离散控制系统或采样控制系统。所用的控制器为数字式控制器。用计算机组成的控制系统属于数字式控制系统。

随着微型计算机和微处理器的普遍应用,以及计算机应用技术、控制技术、通信技术和图像显示技术的发展,分散控制系统(DCS)已在火电厂广泛应用,模拟量控制系统均已纳入其中,成为分散控制系统的一个组成部分。

模 拟 量 控 制 系 统 调 整 试 验

模拟量控制系统调整试验 (commissioning test of modulating control system) 试验和调整模拟量控制装置的特性,使其与被控制的机组设备的特性相配合,以实现对该设备的自动控制,使自动控制系统在无人直接干预下,自动维持生产过程在规定的工况下运行。火力发电厂有单元机组协调控制系统,给水、汽温、燃烧等控制系统,各个自动控制系统虽然控制装置和控制对象不同,但调试步骤基本相同,即分静态参数计算、冷态调试和热态调试等几个阶段。

静态参数计算 根据调节过程的要求,对自动控制系统之间信号传递的量值进行计算,以初步确定各自动化仪表之间的信号传递的量值和各自动控制系统之间的信号配合。例如:锅炉负荷指令达到一个新值时,将同时向给水控制系统及燃烧控制系统发出指令,使给水、燃料和风量分别达到相应的值,才能维持主蒸汽压力和温度在一定范围之内。锅炉负荷与给水量、燃料量和风量之间的函数关系应根据锅炉的类型、燃料的种类计算后再对有关仪表进行设定,使机组在一定范围内适应各种负荷的需要。同时,给水温度也对给水流量的值有一定的影响,为保证给水流量的量值传递准确,需对给水流量的值进行温度补偿的计算,并对有关仪表进行设定。

冷态调试 在被控制的机组设备投入运行前,对控制装置进行的调试。除对控制装置回路查线之外,内容还有单个自动化仪表的调试、控制装置的信号测试、调节方向的试验及逻辑保护试验。

(1) 单个自动化仪表的调试:用加模拟信号的方法校验仪表,使其精度达到设计要求。此外,多数仪表在出厂时量程范围较宽,为提高精度,应根据实际使用情况对其量程进行调整。例如,一个温度变送器的量程范

围是 $0 \sim 600^\circ\text{C}/0 \sim 10\text{ mA}$, 平均 60°C mA , 如将此变送器量程范围调整到 $400 \sim 600^\circ\text{C}/0 \sim 10\text{ mA}$, 则平均可达 $20^\circ\text{C}/\text{mA}$ 。这样, 温度同样变化 5°C , 前者只输出 $1/12\text{ mA}$, 后者输出 $1/4\text{ mA}$, 精确度大大提高。

(2) 控制装置的信号测试: 用加模拟信号的方法对组成控制装置的自动化仪表的输入和输出信号进行检查, 以确认信号传递的准确性。每个控制装置由多个功能不同的自动化仪表所组成, 一个自动化仪表的输出信号是另一个自动化仪表的输入信号, 信号传递的结果 (包括运算精确度、运算方式) 应符合自动控制系统的要求。

(3) 调节方向试验: 向调节系统输入模拟信号, 通过对模拟信号的增加或减少, 确认调节系统执行器的动作方向 (开大或关小) 是否符合系统调节的要求。例如, 主汽温度高时, 减温水调节阀应开大。

(4) 逻辑保护试验: 用加模拟信号的方法检查在被测量超过报警限值时, 控制装置应能自动做出反应, 将调节系统的输出信号处于保持状态或将调节系统从自动运行状态切至手动运行状态, 并发出报警信号, 以保证被控设备的安全运行。此外, 还需进行冗余功能 (三取二或二取一) 试验。

热态调试 在机组运行期间, 将调节系统投入自动运行状态, 通过对调节器或功能块仪表参数的整定, 改变控制装置的动态特性, 使之与被控制的机组设备的动态特性相配合。整定调节器或功能块参数常用动态特性参数法、经验试凑法、衰减曲线法和稳定边界法。其中经验试凑法简单、可靠, 使用最普遍。热态调试常用多笔记录仪或计算机记录控制系统的调节过程曲线, 通过对其参数的不断修正, 可使自动控制系统的调节过程曲线满足控制的要求。

membrane

膜分离技术 (membrane separation technique)

以外界能量或化学位差为推动力, 利用有机薄膜使溶液中溶剂与溶质或杂质分离的技术。使固、液相或气、固相分离的方法称过滤, 使溶质通过膜的分离方法称渗析, 使溶剂通过膜的分离方法称渗透。膜分离技术主要包括具有微孔膜的精密过滤、超过滤、纳滤、反渗透、电渗析和扩散渗析。影响膜分离效果的因素主要有: 膜的特性、分离物质的特性、推动力。膜一般由高分子有机化合物经专门的工艺制成的具有微孔结构的薄膜。孔径约为 $0.03 \sim 10\text{ }\mu\text{m}$ 的膜用作精密过滤, 它利用压力差来分离粒径比膜孔径大的悬浮物和微生物。表层孔径约为 $1 \sim 20\text{ nm}$ 的膜用作超过滤, 利用进口溶液的压力 (一般为 $0.05 \sim 0.5\text{ MPa}$) 分离溶液中的悬浮物、胶体物及相对分子质量高的溶解物质。

表层孔径更小的膜 (约小于 1 nm) 作为反渗透膜, 利用进口溶液的压力 (一般为 $1 \sim 10\text{ MPa}$) 对溶液中的溶解离子进行分离。现又将介于超过滤和反渗透之间, 表层孔径为几个 nm 的膜归为纳滤膜, 利用进口溶液压力 (一般为 $0.5 \sim 1\text{ MPa}$) 对溶液中相对分子量小的有机物和部分溶解离子进行分离。电渗析膜是一种离子交换膜, 利用电位差作推动力, 对溶液中的溶解离子进行分离; 也可利用浓度差作为扩散渗析膜的推动力, 使溶液中酸碱与盐类分离。

在火力发电厂的水处理中, 精密过滤用于制取低浊度水的过滤处理, 以除去悬浮物、微生物和细微泥砂、金属腐蚀产物等。超过滤可用于超纯水制备系统, 除去有机物质、胶体物和相对分子质量高的溶解物质, 如生物体、离子交换树脂碎末等。采用电渗析和反渗透可对苦咸水进行脱盐处理。电渗析的脱盐率根据流程及结构不同为 $60\% \sim 90\%$, 反渗透脱盐率一般可达 90% 以上, 脱盐率 99% 的反渗透膜还可用于海水淡化。膜分离技术还广泛应用于药剂提纯、食品饮料的精制、化工分离、工业废液的分离、气体分离等方面。

精密过滤膜是 1919 年德国的齐格诺吉 (Zsignogy) 等人用醋酸和硝化纤维素制成, 进而取得专利权。20 世纪 20 年代开始研究离子选择性交换膜, 50 年代以后电渗析技术开始应用于物质分离。渗透膜于 1860 年发现, 至 20 世纪 60 年代美国加利福尼亚大学 S. 劳勃 (S. Loeb) 和 S. 索里拉金 (S. Sourirajan) 制成透水性好、脱盐率高的非对称醋酸纤维素反渗透膜后, 反渗透技术得以广泛应用。60 年代 A. S. 迈克尔斯 (A. S. Michaels) 发明了超滤膜, 相继又开发成功能分离多种分子质量的超滤膜。科学家们研制出各种类型的适用于各种领域的膜。由于膜分离过程不发生分离物质的化学和相变化, 对环境污染少, 操作方便, 消耗能量少, 因而膜分离技术被广泛应用。中国自 70 年代以来, 在膜分离技术方面进行了许多理论、制造与应用方面的研究工作。近年来, 我国科技人员又研制生产出可分离气体的气体分离膜。国内所生产的电渗析、反渗透、超过滤、精密过滤设备先后在工业上得到应用。

membrane

膜态沸腾 (film boiling) 在一定条件下, 亚临界压力锅炉的蒸发受热面中水或汽水混合物与管壁间被一层汽膜隔开, 导致传热系数急剧下降, 管壁温度急剧升高, 甚至出现过烧的现象。膜态沸腾又称传热恶化, 按机理分为第一和第二两大类。

第一类传热恶化 发生在欠热区和低含汽率区, 热负荷很高时, 蒸发管内壁汽化核心数剧增, 汽泡生成速度超过脱离速度而形成汽膜, 也称偏离核态沸腾。

departure from nucleate boiling, DNB)。发生此类传热恶化时,传热系数急剧下降,壁温飞升,往往出现过烧。受热面热负荷是引起传热恶化的决定性因素,判定转入传热恶化的热负荷称临界热负荷,其他影响因素有质量流速、含汽率(或欠热值)、压力、管径及受热面状态等。

第二类传热恶化 发生在含汽率较高的环状流动区。很薄的水膜被撕破或蒸发,管壁仅受蒸汽冷却,也称蒸干(dry out),此时传热系数下降,壁温飞升(均小于第一类传热恶化),经常伴有壁温波动(幅度为60~125℃),常导致管壁发生热疲劳破坏。引起第二类传热恶化的决定性因素为含汽率。判定转入传热恶化的含汽率为临界含汽率。其他影响因素有质量流速、热负荷、管径及压力等。

保证一定的质量流速,采用内螺纹管、米复线管、扰流子,降低受热面热负荷等均可推迟传热恶化或改善传热恶化发生的壁温异常。

在超临界压力下,最大比热区也能发生传热恶化(又称类膜态沸腾)。在一定热负荷下,传热恶化与否,主要取决于质量流速。如果质量流速太高又会引起阻力上升。因而超临界压力锅炉可采用复合循环方式,来提高水冷壁的安全性。

磨煤机

磨煤机 (coal pulverizer) 将破碎后最大粒度为30mm的原煤磨制成锅炉燃烧所需合格煤粉的机械设备。煤磨制过程的实质是克服固体分子间的结合力,使其表面积增大,因此需要消耗能量,通常以磨煤电耗(kW·h/t)表示消耗的能量。

煤在磨煤机中被磨碎的方式主要有三种,即压碎、击碎和碾磨。其中压碎过程消耗能量最省,碾磨过程消耗能量最费。各种型式磨煤机都不是简单依靠一种磨碎方式工作的。煤在磨煤机中的磨碎过程必须是碾磨、干燥、输送三种功能同时进行。利用热风或热风和热烟气混合物作为干燥剂,在粉碎过程中对煤加热干燥,同时将煤粉带出磨煤机,使磨煤机实现连续向锅炉燃烧系统供应质量合格的煤粉。

磨煤机是煤粉锅炉中不可缺少的重要辅助设备,尤其在直吹式制粉系统中,磨煤机连同制粉系统与锅炉构成密切相关的整体。

依研磨件的转数,磨煤机可分为低速、中速和高速三种。低速磨煤机根据进出口装置的不同可分为单进单出钢球磨煤机(简称钢球磨煤机或筒式磨煤机)(国内早期称DTM型、现称MTZ型)和双进双出钢球磨煤机(BBD、D型等);中速磨煤机型式较多,按碾磨件形状分,主要有碗式中速磨煤机(RP、HP型)、轮

式中速磨煤机(MPS型、MBF型)、平盘式中速磨煤机(LM型)和中速球磨煤机(E型),高速磨煤机有风扇磨煤机(S型、N型)和锤击磨煤机两种。

在保证一定煤粉细度的条件下,单位时间里磨煤机磨制的原煤量,称为磨煤机出力,通常以t/h或kg/s表示。磨煤机出力与碾磨、通风、干燥三个因素紧密相关。其中碾磨出力与煤的性质密切相关,特别是原煤水分、灰分、可磨系数等。原煤水分增大时,煤的脆性减弱,不易磨碎(褐煤等个别煤种除外);灰分增加及可磨系数降低也使磨煤机出力下降,电耗上升。影响碾磨出力的另一因素是煤粉细度,煤粉磨得细时,磨煤机内煤粉的循环倍率增加,碾磨出力下降,磨煤机出力降低。

磨煤机安装

磨煤机安装 (coal pulverizer installation)

火电厂常用的磨煤机有筒式磨煤机、中速磨煤机、风扇磨煤机等多种类型,其结构和安装工艺各不相同。

筒式磨煤机安装 筒式磨煤机是低速、重载的转动机械,在运转时较多发生轴承合金熔化故障,安装时应予重视。安装时首先把前后轴承座就位,找正位置和标高,用拉钢丝法找正两轴承座纵向中心,然后吊入轴瓦,轴瓦球面与球面座的接触面应光滑,并有足够的接触面积。再把重数十吨的简体吊装在轴承上面,在校正简体水平的同时调整各台板垫铁的松紧,要求达到接触密实,使在承重时不变形,以保持载荷转动时球面自动调位的功能。检查轴颈与轴瓦接触角和接触面积是否符合规定,否则应进行研刮,以保证在有热风的工况下承载运转时,轴瓦能建立油膜,做到稳定运转不发热。简体安装后即可在简体上安装齿圈,注意调整好轴向和径向的晃度使其最小,齿圈与小齿轮应咬合良好,以避免运转时振动。然后在简体内安装衬板(钢瓦),其数量较多,可穿过简体两端空心轴拉一根钢绳,在筒外将两端拉紧固定,在绳上走滑车吊运衬板进入筒内,逐块安装。然后安装空心轴内套和进出口料斗。筒式磨煤机有专用油系统,油系统清洁十分重要,安装工艺见汽轮机油系统安装。

中速磨煤机安装 中速磨煤机有多种型式,但其基本结构相似。供货都是组合件,各制造厂供货情况各不相同,但大体上是:底座和传动装置(包括主轴和下磨盘)组件,各磨辊和加压装置单件,框架组件,顶部进煤口、出粉口和分离器组件,安装是自下而上顺序安装。底座组件就位后要检查和调整下磨盘(下转台)的水平度和转动时的晃度,然后逐个安装磨辊和加压装置,加压装置有气、液压或弹簧数种,调整到各磨辊相对下磨盘的高度一致,各加压装置的压力一致,以保证工作

时主轴在各方向受力均匀,运转稳定。此外还需调整好空气密封装置与主轴的同心度,防止热风逸出。

风扇磨煤机安装 其结构近似离心风机,安装工艺遵循通用工艺,可参照风机安装中离心风机安装工序。

2.2.1.1 检修

磨煤机检修 (coal pulverizer maintenance)

磨煤机在磨制和输送煤粉的过程中,碾磨设备和输粉通道的各部件不断磨损,使其性能逐渐恶化,与此同时,传动机件也逐渐老化损坏,需定期解体检查、修复或更换。磨煤机的检修间隔与工期是根据碾磨易损件的磨损状况及更换的难易程度来决定的,这与煤的可磨性系数、磨损指数、煤粉细度有关,也与磨煤机的结构形式碾磨部件的材质有关。不同类型的磨煤机检修间隔与工期是不同的,通常认为,随着煤粉细度、均匀性、磨煤机的通风阻力及耗电量等指标明显变差,磨煤机出力下降到原来的70%~75%时就需进行检修。按照检修工作的要求可划分为大修、小修和维修三类。

低速筒式磨煤机检修 筒式磨煤机在长期运行中,除钢球、衬瓦、护板被磨损外,对于筒体主轴承的乌金瓦也会有相应磨损,应定期修补和研刮。可用色印法检查轴颈和轴瓦接触状况,对两端轴颈不同心度、本身的椭圆度用百分表检验,此外,对球面瓦与球面座接触的严密及均匀性和动作的灵活性也可用色印法来检查。筒式磨煤机大修包括对筒体衬瓦和端部护板的换新;钢球全部分选并按不同直径配比称重,进行钢球装载量与磨煤机电流或功率变化关系的空载特性试验;进出口料斗护甲的修补;筒体主轴承的研刮、端面密封的更新;传动齿轮及齿轮箱内齿轮啮合状况的检查修理及润滑油系统的解体清理。大修间隔3~4年,可和锅炉的大修同时进行。筒式磨煤机的小修包括钢球分选,按直径配比称重后与钢球装载量特性曲线核对,当空载电流或功率比原来下降20%~25%时便需更换衬瓦。另外对筒体端面密封检查或更换,对传动齿轮及齿轮箱内部检查清理,小修间隔为9个月到一年。筒式磨煤机维修工作量很小,通常只进行端面密封磨损后的更换,润滑油换新,衬瓦螺栓的紧固等。对于双进双出型的筒式磨煤机,粗粉分离器有时布置在筒体的两头附近和磨煤机成为一个整体,为此,还应同时考虑到它的检修和维护,其中包括分离器内部检查、清理杂物、折向门区域及内锥体下部磨损后的修补及进出料管磨损后的补焊等工作。

中速磨煤机检修 中速磨煤机检修较复杂,工艺水平要求较高,通常配备了一些专用的检修工具和起吊设备,使更换碾磨部件劳动强度得到减轻。中速磨煤

机检修,除了对碾磨件进行定期调整和更换外,还需对风环磨损进行修补或换新。因为运行中风环受到气粉流和石子煤的冲刷磨蚀,使通道的型线改变,沿风环一周的风速分布均匀性变坏,引起石子煤排量的增多。中速磨煤机大修包括磨煤机本体、分离器、进出口连接部分、进风室、石子煤箱活门、传动部分及加压装置的全面解体检查,清理调整,更换补焊碾磨件和其他易损件。通常大修间隔为1.5~2年(由碾磨件的耐磨性确定)。小修着重对碾磨件的调整或更换,对风环、分离器锥体、折向门、石子煤刮扫器的修补,打开齿轮箱手孔检查齿轮啮合状况,对滤油器、石子煤箱清理,检查油质或换油,以及有针对性地消除运行中所暴露的或已有预兆的设备缺陷。小修间隔为半年。日常维修主要是对碾磨件磨煤面间隙的测量与调整,采用专用量具来测量碾磨件的磨损程度,清除磨内及分离器中的杂物,清理滤油器和补充润滑油脂,调整碾磨压力。日常维修间隔为1~1.5个月。

高速磨煤机检修 高速磨煤机在碾磨件更换后需进行转子静平衡的校验,对于直径为2600mm以上的风扇磨煤机转子还需进行动平衡校验,为此需设置平衡校验台。高速磨煤机大修包括对磨煤机本体、传动部分、轴承、润滑油系统、分离器及进出口连接部的全面解体检查,对护钩、护甲、叶轮冲击板或锤头、叶轮轮箍换新,对密封背筋、分离器内外锥体、折向门和气粉流通道中各部件磨损后的焊补。大修间隔为1.5~2年。高速磨煤机小修是着重对冲击板或锤头的更换,部分护钩护甲的调整或换新,分离器及气粉流通道部件磨损后的局部修补,齿轮箱清理及换油。小修间隔为4~6个月。高速磨煤机的日常维修主要是局部或全部更换冲击板或锤头,清除磨煤机内及气粉流通道中的杂物。日常维修间隔为1~3个月。

2.2.1.2 耐磨材料

磨煤机耐磨材料 (wear resistant material for pulverizer)

磨煤机上磨制煤粉的构件用的耐磨金属材料。这些构件有低速筒式磨煤机的小钢球和衬瓦,中速磨煤机的磨辊、大钢球、磨环和护板,高速磨煤机的冲击板、击锤、护钩和护甲等,均属于易损件。耐磨材料的选用应考虑以下原则:①满足构件所需功能和寿命的要求,主要是耐磨性、抗冲击能力,并考虑耐腐蚀性以适应机组维修期的要求;②制造工艺性能要好,主要是铸造、焊接与装配性能;③易于维修且价格低廉。

目前常用的耐磨材料有耐磨合金钢、合金白口铸铁和双金属复合材料等三种系列。耐磨合金钢包括高锰钢ZGMn13和中碳锰钢和铬锰钢如ZG45Mn2、

ZGMn6Mo1、65Mn 以及 ZG40CrMnSiMoRe 等。另外, 还有用做中速磨煤机磨环、钢球的高碳锰铬镍钼钢 75MnCr2NiMo 等。耐磨白口铸铁包括低碳白口铁、MQT6、KmTBCr2Mo1Cu、KmTBCr15Mo2Cu、KmTBCr15Mo3、KmTBCr20Mo2Cu1、KmTBCr26、KmTBCr9Ni5Si2 等。双金属复合材料则是在工件表面浇铸、嵌镶、堆焊耐磨材料, 如堆焊碳化钨等。

耐磨材料是从成分和金相组织上来保证耐磨件的寿命要求的。如材料中含碳量很高, 除 ZG45Mn2、65Mn 和 ZG40CrMnSiMoRe 是中碳钢以及 75MnCr2NiMo 等外, 其余含碳量均在 1.20% 以上, 铸铁则更高, 高达 2.1%~3.6%。材料中均含有增加耐磨性和淬硬性的 Mn、Cr、Mo 等元素。耐磨材料的金相组织除 ZGMn13、ZGMn6Mo1 是奥氏体以运行中产生加工硬化而耐磨外, 其余多数均为硬度高的马氏体或马氏体加少量贝氏体组织, 合金白口铁则主要为莱氏体等组织来实现耐磨的要求。上述材料除 65Mn 外, 均在铸造和热处理后使用。

今后的发展是: ①研制新的耐磨材料; ②加强金属复合工艺的研究; ③研究新的热处理工艺; ④加强磨损机制研究与失效分析, 改进构件的形状结构以改善或

减轻易磨件的磨损程度。

malme | x, 20x100

磨煤机选型 (mill selection) 根据煤质和锅炉结构特点, 选择磨煤机的型式、台数和规范。

磨煤机选型主要根据煤的燃烧、磨损、可磨和爆炸特性以及磨煤机的制粉特性和对煤粉细度的要求进行, 还应考虑锅炉炉膛和燃烧器的结构特点, 并综合考虑投资、运行检修费用, 设备配套和备品备件供应情况, 煤源和煤中杂物变化情况等因素, 以达到磨煤机、制粉系统和锅炉燃烧装置匹配合理, 保证机组的安全经济运行。

大容量机组在煤种适宜时, 优先选用高、中速磨煤机。燃用低挥发分贫煤、无烟煤或磨损性很强的煤种时, 通常选用常规的钢球磨煤机。对磨损性很强且易爆的烟煤及适合于采用直吹式制粉系统的无烟煤、低挥发分贫煤, 当技术经济比较合理时, 也可选用双进双出钢球磨煤机。对高水分、灰分较低、磨损性不强的褐煤, 通常选用风扇磨煤机。

不同煤质条件下推荐的磨煤机及制粉系统类型见下表。

磨煤机及制粉系统选型

煤 种	煤 特 性 参 数						磨煤机及制粉系统	机组容量
	$V_{daf}^{(1)}$ (%)	IT ^② (°C)	$K_c^{(3)}$	MI ^④ (%)	R_{90} (%)	R_{20} (%)		
无烟煤	<10	>900	不限	≤ 15	~5	~8	钢球磨煤机储仓式热风送粉系统	不限
		800~900	不限	≤ 15	5~10	8~15	钢球磨煤机储仓式热风送粉系统或双进双出钢球磨煤机	不限
							直吹式 ^⑤	不限
贫瘦煤	10~20	800~900	不限	≤ 15	5~10	8~15	同无烟煤	不限
		700~800	≥ 5.0	≤ 15	~10	~15	同无烟煤	不限
		700~800	≤ 3.0	≤ 15	~10	~15	中速磨煤机直吹式 ^⑥	不限
烟 煤	20~30	700~800	—	≤ 15	~10	~15	同贫瘦煤	不限
		600~700	≤ 5.0	≤ 15	10~15	15~20	中速磨煤机直吹式	不限
		600~700	≥ 5.0	≤ 15	10~15	15~20	双进双出钢球磨直吹式	不限
		<600	≤ 5.0	≤ 15	15~20	20~26	中速磨煤机直吹式	不限
		<600	≤ 1.5	≤ 15	~20	~26	风扇磨煤机热风干燥	50MW 以下
褐 煤	>40	<600	≤ 5.0	≤ 15	30~35		MPS 型中速磨煤机直吹式 ^⑦	不限
		<600	≤ 3.5	>15	45~55		三介质或二介质干燥风扇磨煤机直吹式	不限

① 当干燥无灰基挥发分 $V_{daf} > 19\%$ 时应考虑防爆要求, $V_{daf} > 25\%$ 属易爆性煤;

② IT 为煤粉气流着火温度;

③ MI 为湿分 (外在水分);

④ 采用 BBD 双锥体分离器的配套时 R_{90} 为 10%~18%;

⑤ 当 R_{90} 为 10%~15% 时, 中速磨煤机必须采用旋转分离器;

⑥ 按国际经验, 也可用 HP 型中速磨煤机直吹式;

⑦ K_c 为煤的冲刷磨损指数, K_c 与磨损性的关系如下: $K_c = 1.0 \sim 2.0$ 为“不强”, $K_c = 2.0 \sim 3.5$ 为“较强”, $K_c = 3.5 \sim 5.0$ 为“很强”, $K_c > 5.0$ 为“极强”。

钢球磨煤机的选择 当采用常规钢球磨煤机时应采用储仓式制粉系统, 每台锅炉装设的磨煤机台数不少于2台, 不设备用。磨煤机的计算出力(按最佳钢球装载量)按设计煤种应不少于锅炉最大连续蒸发量时所需耗煤量的115%, 按校核煤种亦应不小于锅炉最大连续蒸发量时所需耗煤量。

双进双出钢球磨煤机的选择 双进双出钢球磨煤机通常配直吹式制粉系统, 每台锅炉装设的磨煤机宜不少于2台, 一般不设备用。磨煤机的计算出力按设计煤种应不小于锅炉最大连续蒸发量时耗煤量的110%, 并满足磨制校核煤种时锅炉最大连续蒸发量时的耗煤量。

中速磨煤机的选择 中速磨煤机有MPS、HP、MBF等机型, 在煤质适应性、检修条件、投资等方面有一定的差异, 须根据技术经济比较来选定。当 $R_{90}=10\%\sim 15\%$ 时, 应采用旋转分离器。每台锅炉装设的磨煤机台数, 对200MW及以上机组宜不少于4台, 200MW以下机组宜不少于3台, 其中均有1台备用。当运行磨煤机台数为6台及以上时, 可增设1台检修备用。磨煤机的计算出力, 在磨制设计煤种时, 除备用外的磨煤机总出力应不少于锅炉最大连续蒸发量时耗煤量的110%, 磨制校核煤种时, 全部磨煤机在检修前的总出力不应小于锅炉最大连续蒸发量时的耗煤量。

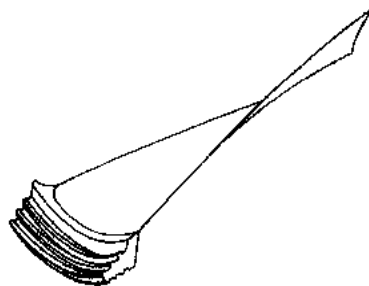
风扇磨煤机的选择 风扇磨煤机有烟煤型(S型)和褐煤型(N型)两种, 中国基本上只选用S型。每台锅炉装设的风扇磨煤机宜不少于3台, 其中1台备用。磨煤机的计算出力 and 数量要求同中速磨煤机。

11.1.1.1 汽轮机末级叶片强度振动

末级叶片强度振动 (last stage blade strength and vibration) 末级叶片是汽轮机内蒸汽膨胀过程的最后一级叶片。由于最后一级的蒸汽压力最低、容积流量最大, 因此末级叶片是汽轮机各级叶片中最长的, 承受最大的离心应力。末级叶片从根部至顶部蒸汽流动的速度、方向均有很大变化, 为保持高的效率, 要求各截面叶型沿叶高连续改变, 且为了减小离心应力, 顶部截面的面积比底部截面要小得多, 所以大型汽轮机末级叶片都是变截面扭叶片(见图)。由于叶片长且扭转大, 其振动模式呈现强烈的弯扭耦合特性, 振动频率在各级叶片中也是最低的。

凝汽式汽轮机末级叶片在湿度较高的蒸汽中工作, 会受到蒸汽水滴的冲刷侵蚀, 在顶部进汽边也需采取防蚀措施, 如焊硬质合金片、高频淬硬、电火花强化等。

机组在调峰等变工况运行时, 高背压、小流量(通常在相对容积流量35%~20%左右)条件下, 末级叶片有可能发生气弹耦合的自激振动, 称为颤振; 也有可能发生较大的随机振动。强烈的颤振和随机振动会造成叶片的损坏。在调峰等变工况运行时末级叶片近根部出汽边因蒸汽回流造成的水滴冲刷侵蚀也是需要重视的问题。由于现代大机组也参与调峰运行, 因此对调峰运行的适应性是对末级叶片的基本要求之一。



末级叶片图

不同汽轮机制造厂家的末级叶片有不同的风格, 如自由叶片、叶片组及全周叶片组。末级自由叶片通常会有较多的振型需要调开低阶谐波共振; 为防止发生颤振及随机振动, 需设计为较宽较厚的刚性叶片。末级全周叶片组采用拉筋、用带连接成为全周结构, 全周叶片组仅需调开三重点共振(激振谐波数、全周叶片组振动节径数及该节径振动频率与转速之比三者相等), 其振动响应仅为相应自由叶片的10%~20%, 且不易激起颤振和随机振动。近年来发展的自带围带(或自带拉筋)运行接触式或紧接触式末级全周叶片组, 取消了铆接、焊接等不利因素, 其振动响应更小, 是目前全周叶片组中先进的结构型式。

由于末级叶片在气动力学和强度振动方面都遇到最苛刻的条件, 所以末级叶片的发展是汽轮机的一个重大关键技术问题。数十年来末级叶片长度的增加已成为汽轮机技术进步的重要标志。世界各主要汽轮机制造厂家的末级叶片长度均已形成系列, 可根据机组的要求选择不同长度的末级叶片和排汽面积, 且都已开发(用于3000 r/min汽轮机, 下同)长度超过1m的合金钢末级叶片。由于材料强度密度比的原因, 合金钢制叶片的极限长度为1200mm左右, 更长的叶片需使用钛合金材料。钛合金材质轻(密度约为钢的60%), 比强度高、耐腐蚀性好, 用作末级叶片可比合金钢叶片有更长的长度和更大的排汽面积。国外已研制开发长度为1360mm的钛合金末级叶片。

中国运行汽轮机中合金钢制造的长度超过1m的末级叶片和相应机组容量见表。

中国运行汽轮机主要末级叶片长度一览表

叶片长度 (mm)	机组容量 (MW)	制造国别
1000	300、600	中
1016	350	日
1030	300	俄(苏)
1050	300、600	法

Moske Di-ersh lu Re-eranchong

莫斯科第26热电厂 (ТЭЦ №26 Мосенпро)

位于莫斯科市区南部,为俄罗斯最大的热电厂。装有5台250 MW超临界压力和2台80 MW超高压参数的热电联产机组,和11台尖峰热负荷热水锅炉。于1974年始建,1988年建成,总发电容量1110 MW,总供热容量16759 GJ/h (4006 Gcal/h) 为居民及工业企业提供热水,以及90 t/h压力为1.5 MPa的蒸汽。电厂燃用萨拉托夫气田的大天然气,以来自科米油田的油作为备用。

250 MW机组锅炉 5台中有3台为TBM-314A型,有2台为TBM-344A型,均为单炉膛直流炉,蒸发量1000 t/h,蒸汽参数25.8 MPa 545/545℃。前者在前墙设8台燃烧器,平衡通风,燃气和燃油时锅炉效率分别为93.8%和93.3%。后者在前后墙各设8台燃烧器,炉膛可以平衡通风,也可微正压通风,燃气和燃油时锅炉效率分别为95.12%和94.25%。为减轻高温腐蚀,从省煤器后到炉膛下部有烟气再循环系统。冷态启动从点火到满负荷为12 h,温态为4 h,热态为2 h。

250 MW机组汽轮机 T 250/300-240-2型,乌拉尔汽轮机厂生产。凝汽运行时容量可达300 MW。汽轮机为单轴四缸结构,抽汽管截面积为8.5 m²。汽轮机冷端设计经优化后确定。

超高压参数供热机组 2台80 MW的HT 80-100-130型供热汽轮机,配2台480 t/h TBM-96B型锅炉。凝汽运行时发电容量可达100 MW。

热水加热器和尖峰热水锅炉 供热热水由轴封汽凝汽器与抽汽热网加热器串联加热,温度可达115℃。250 MW机组的热网加热器以不锈钢管制造,每机2组,每组换热面积为4950 m²。热水锅炉有11TBM-180型6台,KBFM-180型5台,每台产热量为180 Gcal/h,在供暖高峰期运行。每台250 MW机组配2台~KBFM-180型热水锅炉,组成单元制。

热网水供水管为5根1200 mm,回水管也是5×φ1200管道。供水/回水温度为150/70℃。

水工和化学水处理设施 设有5座淋水面积为3200 m²的自然通风冷却塔。全厂补给水量为1.27 m³/

s,水源为莫斯科河。设有出力为321 m³/h的锅炉补给水处理设备和出力为2500 m³/h的热网补给水处理设备。250 MW机组设有出力为900 m³/h的凝结水精处理设备。

设计技术经济指标 年供电量8577.5 (GW·h; 年供热量10310 Tcal; 厂用电率6.82%; 发电煤耗221.4g/(kW·h); 供热煤耗174kg/Gcal; 电厂造价(1984年价格)400美元/kW (171.1卢布/kW); 发电成本0.672戈比/(kW·h); 供热成本5.27卢布/Gcal。

1998年运行实绩 供电量7810 GW·h; 供热量9359.8 Tcal; 供电煤耗率239.5g/(kW·h); 供热煤耗率166.8kg/Gcal; 燃料: 天然气, 重油备用。

busbar anzhuang

母线安装 (bus bar installation)

发电机至主变压器及升压站、配电室内的各电气设备之间用母线进行连接的安装工程。母线分软母线和硬母线两种。软母线为铝绞线或钢芯铝绞线; 硬母线用管形、矩形或槽形截面的铜、铝材构成。大容量机组的发电机引出线部分多采用封闭母线。安装要求: 母线连接牢固, 连接处电阻低, 相间和对地绝缘水平高。

软母线安装 导线通过金具及悬式绝缘子串固定在构架上, 用线夹实现母线及分支的连接。轻型母线采用螺栓式线夹, 此时需在导线的压紧部位上面包缠一层铝包带, 以保护导线不受损伤。对重型母线宜采用压接式线夹, 在压接部位清除表面油污及氧化膜, 涂以具有导电和抗氧化作用的专用油脂后, 套入铝压接管, 铝压接管放在钢模中, 以液压泵加压使铝管和导线同受挤压产生塑性变形而结成整体。对钢芯铝绞线需分层压接。

软母线安装中应使其弛度符合设计要求。若弛度过大, 在受强风摆动时, 会减小其最小安全净距。弛度过小, 则在气温下降时将增加母线的内应力。这两种情况都可能导致运行事故。

硬母线安装 母线通过金具和支持绝缘子固定在构架上, 以螺栓搭接或焊接实现母线的连接。构架和绝缘子安装应保证其中心、标高及水平。母线经矫正平直后, 按固定位配料, 弯制各类弯头。搭接的经接触面加工及打孔, 涂专用油脂后用力矩搬手按规定标准紧固连接螺栓, 无用力矩搬手时紧固后用塞尺检查接触面。焊接接头用氩弧焊工艺施焊, 焊后对焊缝作外观检查应合格。最后扣紧绝缘子上的金具, 但勿使夹在金具内的母线受额外应力, 且可自由胀缩。安装时还应保持相间和相对地的距离符合规定。

封闭母线安装 封闭母线有离相式及共箱式。是



在制造厂内分段加工,以半成品交货,在现场按图进行各段的吊装就位固定和连接即可。离相式是圆筒形铝外壳内装支持绝缘子及母线,安装时应注意固定在支持绝缘子上的管形铝母线与圆筒形铝外壳同心,使母线的对地距离均匀。母线及外壳的连接都采用氩弧焊对接。有的封闭母线还设有微正压充气装置,可有效地防止灰尘、潮气及氢气(氢冷电机)渗入造成危害,此

时外壳需做气密试验。共箱母线是三相多片母线,并列布置在同一个矩形截面的铝壳内,其安装工序同离相式,但母线采用螺栓搭接;共箱电缆式母线是用多根单芯绝缘电缆作为母线,在箱内用硬木夹紧;电缆在槽内应进行换相敷设。

各类母线安装完成后,需按交接试验标准进行交流耐压试验。

N

nicragang

耐热钢 (heat resistant steel) 在高温下长期工作既有足够的高温强度, 良好的抗氧化性和抗腐蚀性, 又有长期组织性质稳定性和良好工艺性能的钢的总称, 又称热强钢, 是按使用功能分类的名称。耐热钢主要是加入铬 (Cr)、硅 (Si)、铝 (Al)、钼 (Mo)、钒 (V)、钨 (W)、铌 (Nb)、钛 (Ti)、硼 (B)、氮 (N) 及稀土 (Re) 等合金元素的合金钢, 其中很多是高合金钢, 如 12% 铬系列耐热钢和 18% 铬-8% 镍系列耐热钢等。耐热钢与高温合金不同, 后者含有更高的合金元素, 且有铁基、镍基和钴基, 主要用于燃气轮机发电厂。

耐热钢的主要性能和加入合金元素的作用

(1) 高温强度。指蠕变极限、持久强度极限、抗应力松弛能力等高温强度性能 (见蠕变、蠕变断裂和应力松弛)。提高高温强度采取的主要措施是向钢中加入诸如铬、钼、钒、钨、铌、钛、硼及稀土等合金元素, 使钢强化 (见金属强化)。可以是多个元素少量加入, 如 12Cr1MoV, 12Cr2MoWVB 等, 也可是单个元素的多量 (并配其他元素) 加入, 如 12%Cr 钢的 1Cr12MoV 和 1Cr12MoWV 等。其高温强度随加入合金元素的性质和合金化程度的不同而有所不同。

(2) 抗氧化性能。在高温下钢与氧、二氧化碳和水蒸气等气体接触会发生表面氧化, 通常向钢中加入诸如铬、硅、铝等合金元素可使钢的抗氧化性能提高。一般碳钢如 20G 其最高使用温度约 500℃, 就抗氧化来说, 加入 5%Cr, 可使使用温度达到 600~650℃, 加入 12%Cr, 可用到 800℃, 20%Cr 可用到 950℃, 当达 28%Cr 时可达 1100℃。钨和铝有更高的抗氧化作用, 为防止钢发生脆性, 硅的加入量一般不超过 2%~3%, 铝量不超过 1%。

(3) 抗腐蚀性。特别指抵抗高温下介质的腐蚀的能力。在锅炉内常有含硫气体和硫酸盐类的腐蚀。通常也是向钢中加入诸如铬、铝、硅等合金元素来提高其抗腐蚀能力, 如 1Cr13SiAl 钢具有良好高温下抗腐蚀性。

(4) 组织性质稳定性。火电厂高温构件的使用寿命要长达 30~40 年, 组织性质稳定性特别重要。通常向钢中加入铬、钼、钒、铌、钨、钛 (碳化物形成元素, 可使钢中碳化物在高温下不致很快分解或聚集) 和硼 (晶界强化元素, 可延缓蠕变过程) 等合金元素, 可使钢在高温长期使用中组织性质稳定, 使珠光体球化过程减慢, 防止钼钢石墨化 (主要为 Cr 的作用)、减少热脆性 (主要为钼的作用) 并延缓时效过程的产生等。

(5) 工艺性能如加工及焊接性能等。碳对钢的焊接性能影响最大, 需限制耐热钢中含碳量以保证良好的焊接性能; 合金元素的加入一般均会降低耐热钢的焊接性能, 但有些元素在加入量少时如锰 (少于 1%)、钒、铌、钛等会对耐热钢的焊接性能有所改善。

分类 耐热钢按其正火状态下的组织形态可分为珠光体耐热钢 (包括贝氏体耐热钢)、铁素体耐热钢、马氏体耐热钢和奥氏体耐热钢等。此外, 尚有分类中加入铁素体-奥氏体双相耐热钢的。出现不同正火组织的原因在于钢中合金元素的种类和含量不同所致。例如, 珠光体耐热钢中含合金元素量较少, 不至于造成钢空淬能力明显增加, 因而会在正火后出现珠光体组织; 马氏体耐热钢则由于含有大量的铬, 使钢空淬能力大为增加, 从而造成钢正火后得到马氏体组织; 奥氏体耐热钢则由于含有较多量的镍、锰和氮等奥氏体形成元素, 使钢在室温时组织也是奥氏体, 正火后自然成为奥氏体。铁素体耐热钢则由于含有较多的缩小 γ 区的铬、钼、钨、铝等元素 (见合金钢), 使钢成为铁素体组织。

按合金元素的含量也可分为低合金、中合金及高合金耐热钢等。

应用 由于火电设备的高温构件在高温下工作, 因此耐热钢在火电厂中获得最广泛的应用。所应用的耐热钢构件有锻轧件, 也有耐热钢铸件。如 12Cr2Mo (美国 ASME 为 P22)、10Cr9Mo1VNb (美国 ASME 为 P91)、12Cr1MoV 钢等用于蒸汽温度为 510~570℃ 的主蒸汽管道、热段再热蒸汽管道和联箱等 (10Cr9Mo1VNb 可用至 620℃); 15CrMo、12Cr2Mo (即美国 ASME 的 T22)、美国 ASME 的 T23、T24、10Cr9Mo1VNb (即美国 ASME 中的 T91)、12Cr1MoV、12Cr2MoWVB (G102) 和 1Cr18Ni9 (即美国 ASME 的 TP304) 等用于高温过热器和再热器 (见锅炉管子用钢); 1Cr12MoV、1Cr12MoWV 用于高温汽轮机叶片 (见汽轮机叶片用钢); 25Cr2Mo1VA、20Cr1Mo1VTiB 和 Cr12WMoNbVB 等用于高温螺栓 (见紧固件用钢及合金); Cr25Ti 等用于锅炉吹灰器等。耐热钢铸件如 ZG20CrMoV 等用于汽轮机汽缸 (见汽轮机汽缸铸件)。

Neijiang Gaoba Fadianchang 100 MW xunhuan
luo, shuoguo

内江高坝发电厂 100 MW 循环流化床锅炉

(100MW circulating fluidized bed boiler in
Gaoba Power Station, Neijiang)

四川内江发电总厂高坝发电厂位于内江市东南 5km 处, 是中国电站锅炉煤清洁燃烧技术示范工程之一。现有 1×100 MW 发电机组, 配 410 t/h 循环流化床锅炉。该锅炉为 FW 芬兰公司按 Pyroflow 技术制造, 是目前中国单机容量最大的循环流化床锅炉。除输煤皮带机、锅炉引风机和静电除尘器外, 锅炉岛主辅设备全部国外采购。汽轮发电机组由北京重型电机厂配套。

高坝发电厂 100 MW 循环流化床锅炉设计燃用重庆南川煤。脱硫剂采用当地石灰石。工程于 1994 年 8 月正式开工; 1996 年 6 月完成 72h 连续运行, 同年 9 月移交试生产。1998 年 1 月通过性能考核验收。锅炉主要性能参数见表。

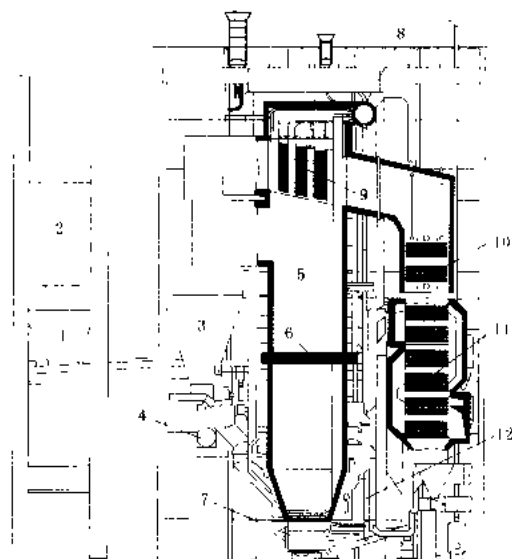
锅炉主要性能参数

项 目	单 位	设计值	验收值
锅炉热效率	%	90.70	90.79
最大连续出力	kg/s	113.9±5.2	110.9
最低连续出力	kg/s	35	34
过热蒸汽温度	°C	540±5	537.5
过热蒸汽压力	MPa	9.8	9.18*
煤含硫量 S_{ar}	%	3.12	3.68
煤低位发热量 $Q_{net,ar}$	MJ/kg	22.56±1.67	25.28
煤全水分 M_t	%	9±3	4.21
煤灰分 A_{ar}	%	22.16±5	21.12
煤挥发分 V_{daf}	%	15.34	16.54
炉膛温度	°C	897	867
排放值 (标 态干烟气, $O_2=6\%$)	SO_2	mg/m ³	700
	NO_x	mg/m ³	200
	CO	mg/m ³	250
钙硫比 Ca/S		2.2	2.2

* 受汽轮机进汽压力限制。

锅炉露天布置, 见图。汽包标高为 12.7m。炉膛由膜式水冷壁构成, 下部锥段和炉膛出口处覆盖耐火耐磨材料。炉膛宽度 14.14m, 深度 7.08m (底部锥段收缩到 4m), 高度 30m (水冷部分高 25m)。沿后墙水冷壁垂直等距布置 6 片翼墙式水冷壁, 距布风板以上 14.3m 处纵向水平布置 12 片 Ω 管屏 (Ⅱ级过热器)。两个内径为 7m 的高温旋风分离器布置在炉前。在分离器出口的炉顶烟气通道中依次布置 Ⅲ级和 Ⅰ级过热器; 尾部烟道布置省煤器和空气预热器。炉本体采用钢

架悬吊布置, 两台分离器及空气预热器采用支架支承。



内江高坝发电厂 100MW 循环流化床锅炉

1—煤仓; 2—石灰石仓; 3—高温旋风分离器; 4—循环灰回料阀; 5—炉膛; 6— Ω 管屏 (Ⅱ级过热器); 7—风室; 8—汽包; 9—Ⅰ、Ⅱ级过热器; 10—省煤器; 11—空气预热器; 12—冷凝器

锅炉采用卧式空气预热器, 一、二次风分别加热。约占锅炉总风量 70% 的一次风由卧式空预器加热后, 经水冷布风板供入炉膛。其余风量作为二次风在炉膛下部锥段分上、下两层沿周边供入。锥段区形成湍流床, 以上为快速床。在最大连续出力 (MCR) 工况下, 炉膛设计温度为 897°C; 在此温度下炉膛断面烟气空床流速为 3 m/s 左右; 炉膛容积热负荷 $q_v = 100 \text{ kW/m}^3$; 炉膛直段断面热负荷 $q_l = 2.85 \text{ MW/m}^2$ 。

携带有大量细颗粒的高温烟气从炉顶前墙两侧分别进入左右两个绝热式高温循环灰旋风分离器。在其中绝大部分颗粒被分离下来, 作为循环灰经自平衡式 U 形回料阀及其分管从四根循环灰管送回至炉膛底部密相区, 形成循环床。小于 7 mm 的锅炉燃煤和小于 0.7 mm 的脱硫用石灰石细粉分别给入四根循环灰管内, 与高温循环灰混合后一并供入炉膛。

布风板采用弯管式 S 型“风帽”。底渣向布置在炉底的 6 个排渣孔 (后墙 1 个, 左、右侧墙各 1 个) 迁移并排出。每个排渣孔对应配备一套底渣冷却处理装置。排底渣量由排渣控制器依锅炉负荷及床压信号, 通过改变排渣脉冲送风频率来控制。

从两个并联的高温旋风分离器排出的高温烟气汇合流经布置在炉顶烟道内的 Ⅲ、Ⅰ级过热器管束, 进入布置省煤器和空气预热器的尾部烟道。然后进入一台 3 电场静电除尘器净化, 最后通过两台并联的引风机



送到烟囱。飞灰采用8台仓泵定期自动地浓相输送到两个700m³容积的钢制飞灰仓内。为了保证锅炉燃烧效率和提高石灰石利用率,将静电除尘器第一电场灰斗的飞灰送回至炉膛下部,形成飞灰再循环。

锅炉采用平衡通风方式运行,配备两台一次风机,一台二次风机,两台引风机和两台为回料阀供风的罗茨风机(一台备用)。

锅炉岛采用先进的I/A系列分散控制系统(DCS)(8)实现数据采集系统(DAS)、协调控制系统(CCS)和顺序控制系统(SCS)的功能,其中CCS系统可对锅炉的热工参量进行闭环回路控制。

在锅炉引风机出口管道上安装有烟气成分在线监测装置,可连续显示排烟中SO₂、NO_x、CO及粉尘的含量。其信号可供锅炉DCS系统进行工况调整及脱硫石灰石量的控制。

这台锅炉自1996年投运以来,运行可靠性良好,在燃用低挥发分贫煤的条件下,初期因飞灰可燃物含量C_{th}偏高,锅炉效率达不到设计保证值。后经制造厂家近一年的调试改进(增加二次风喷口及飞灰复燃比),热效率达到保证值验收合格。目前C_{th}为9%~10%(飞灰份额为0.3~0.4);底渣可燃物含量为1%左右(底渣份额为0.6~0.7)。与此同时,实现了脱硫率≥90%,NO_x<100 mg/m³(标态干烟气, O₂=6%)的持续稳定排放水平。另外也体现出优良的负荷调节特性和低负荷调峰能力。构件的耐磨蚀性能尚有待考验。

ranranji fad anchang

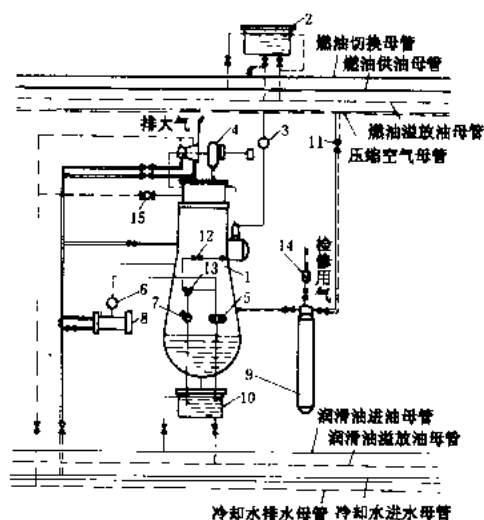
内燃机发电厂 (Internal combustion engine power plant)

用内燃机带动发电机发电的电厂,分为固定式和移动式两类,前者多用于工矿企业自备电厂或孤立电厂,后者则指汽车或列车电站。用于发电的内燃机基本上都是中速(300~1500 r/min)和低速(300 r/min以下)柴油机,且多为装有增压器及空气冷却器使输出功率增大50%~300%的增压式发动机。用于发电的柴油机单机功率一般为5~15 MW之间,用二冲程低速柴油机发电时单机功率可高达68 MW。用于发电的汽油机和煤气机,单机功率则较小,现已较少应用。本文讲到的内燃机发电厂主要指柴油机发电厂。

柴油机发电的燃料可用轻柴油、重柴油(多用于中速柴油机),也可用重油、渣油(适用于大型低速柴油机)。柴油机发电还具有如下特点:①柴油发电机组多为整体配套,系统简单,建厂速度快;②热效率较高(40%~50%),且带部分负荷运行时单位出力的燃料消耗量变化不大;③起停速度快,从起动到带负荷仅需

1~2 min,且可在无外部电源下起动;④在外界气温增高条件下,效率有所下降,但整机出力基本不变;⑤冷却水需求量少,可在缺水地区使用。柴油机发电的缺点是:①仅能使用液体燃料,燃料价格高,相应电能成本也高;②与燃气轮机发电厂相比,建厂投资较大;③运行中机组的振动噪声大,工作条件较差;④发电机磁极表面必须设置制动线圈,以便于机组起停。

固定式柴油机发电柴油机本体的典型装置系统示于图。



柴油机本体装置系统图

- 1—采油机;2—燃油日用油箱;3—燃油过滤器;4—增压器;5—齿轮油泵;6—润滑油过滤器;7—手摇油泵;8—冷油器;9—起动空气瓶;10—润滑油箱;11—阀门;12—止回阀;13—三通阀;14—减压阀;15—检查器

大型低速柴油机的设备寿命可达25年,运行可靠率达98%。为了提高机组发电效率,也采用了燃气-蒸汽联合循环,例如澳门路环火力发电厂共装设了6台柴油发电机组,容量分别为2×28+2×37.5+2×51MW,主机分别为9缸(28 MW机组)和12缸两冲程100 r/min低速柴油机,其配置系统基本相同。以2台37.5 MW机组为例,配有4台增压装置,排气余压用于燃气轮机发电(每台机出力880 kW),另配设两台余热锅炉(蒸发量12 t/h,蒸汽参数0.78 MPa、219℃)带动一台汽轮发电机发电,功率约3 MW,总输出功率76.9 MW,发电效率达50.2%(参见彩图插页第12页第23图)。

有的工程利用柴油发电机的余热,用于产生热水和蒸汽,总效率可达80%左右。

据统计,中国在1998年底共装设柴油发电机19台,总容量5305.62 MW(未含港、澳、台的数字)。

Ing. Jochen Hadlich

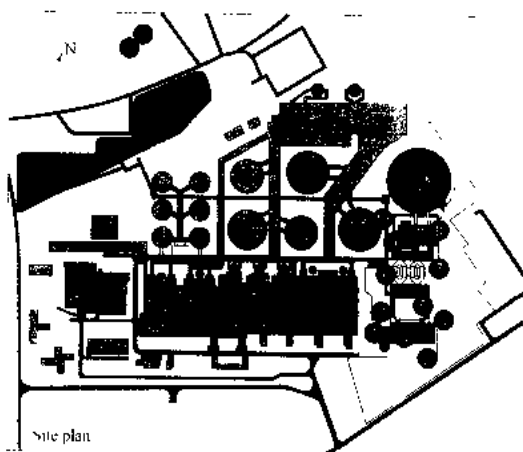
尼德奥森发电厂 (Niederaussem Power Plant)

位于德国科隆市西北约 15 km, 是莱茵威斯特法伦电力公司 (RWE) 在莱茵褐煤矿区的一座大型矿口电厂。全厂装有 9 台机组。机组原设计容量从 A 机到 H 机分别为 2×150 、 4×300 、 2×600 MW; 以上 5 台机组从 1961 年开始兴建, 到 1974 年建成投产, 原装机容量 2700 MW。电厂外观参见彩图插页第 8 页 17 图。全厂设备布置情况见总平面布置图。从 1994 年到 1997 年, RWE 公司委托西门子公司对 A、B、C、E、F、G、H 共 7 台机组进行改造, 改造后出力公别提高到 152, 152, 335, 315, 320, 630, 640 MW, 全厂总出力达 2840 MW。D 机为 1968 年埃雪威斯 (Escher Wyss) 公司产品。鉴于前述 7 台机改造的成功, RWE 公司已决定对 D 机进行改造, 预计在 2000 年完成。由 A~H 的 8 台机改造前、后的简况见表 1。

表 1 尼德奥森电厂 A~H 机组简况表

机组编号	A,B	C	D	E	F	G,H	总容量
改造前:							
压力 (MPa)	15.0	19.5	17.6	17.6	17.6	17.5	
汽温 (°C)	530/530	530/530	530/530	530/530	530/530	530/530	
容量 (MW)	2×150	300	300	300	300	2×600	2700
缸数	3.5	3.5	4	3	3	4	
汽轮机叶片长 (mm)	516	750	712	824.5	824.5	826.0	
改造后:							
容量 (MW)	2×152	335	300 (未改)	315	320	630, 640	2840

对 A、B 机的改造为将其高压缸更换成新的筒式结构, 采用节流调节; 更换进汽阀; 将液调系统改为电



尼德奥森电厂总平面图 (右侧有编号的为 K 机组)

1—开关及控制室; 2—接入系统区; 3—汽机房; 4—附属厂房; 5—锅炉房; 6—电气除尘器; 7—引风机室; 8—脱硫装置; 9—脱硫及电除尘开关室; 10—输煤栈桥; 11—楼梯室

调系统; 增加应力分析器, 以监视起动和运行情况。

对 C、E、F 机的改造为将其高压缸换成新的筒式结构; 喷嘴组调节改为节流调节。C 机的排汽截面积由 $3 \times 5 \text{ m}^2$ 改为 $3 \times 6.3 \text{ m}^2$; E、F 机则由 $2 \times 6.3 \text{ m}^2$ 改为 $2 \times 8 \text{ m}^2$ 。原有轴承的位置均保持不变。

对 G、H 机的改造为更换低压缸, 使排汽截面由 $4 \times 6.3 \text{ m}^2$ 增加到 $4 \times 8 \text{ m}^2$; H 机还更换了高压缸; G 机高压缸叶片在 1991 年大修时已更换, 所以改造时不再更换。

改造后的热效率试验证明均已达到保证值, H 机比保证值好 1.8%。改造后 CO_2 总排放量下降了 5% 以上, 燃煤量也下降了 5%。

RWE 公司在 1997 年决定在尼德奥森电厂增加容量为 1000 MW 的 K 机, K 机计划在 2002 年投产。K 机投产后, 将成为世界上最先进的褐煤机组。该机与德国另一座在 1999~2000 年投产的利本道夫

(Lippendorf) 电厂 900 MW 机组大体相似, 但更为先进。

K 机的主要技术情况如表 2。

电厂效率从 G、H 机的 35.5% 提高到 45.2% 主要由于以下因素: ①由于背压降低, 使效率提高 1.4%; ②由于蒸汽参数提高, 使效率改善 1.3%; ③由于热力循环优化, 使效率提高 1.1%; ④利用烟气废热降低褐煤水分, 使效率提高 0.9%; ⑤由于汽轮机结构优化, 使效率提高 0.7%; ⑥由于厂用电减少, 使效率提高 1.3%。

表 2 K 机的主要技术情况表

锅炉 (EV1/DB/Steinmüller)	汽轮机 (西门子公司)
设计煤发热量 9200 (kJ/kg)	型式 HMN 系列
型式本生型直流炉	高压缸 单流
蒸发量 2520 (t/h)	中压缸 双流
蒸汽压力 26 (MPa)	低压缸 双流、三缸
蒸汽温度 580/600 (°C)	排汽面积 $6 \times 12.5 (\text{m}^2)$
给水温度 291 (°C)	背压 2.85/3.48 (kPa)
排烟温度 100 (°C)	冷却水温度 14.7/24.7 (°C)
锅炉效率 91.4 (%)	汽轮机效率 92.6 (%)
炉膛断面 $24 \times 24 (\text{m}^2)$	
炉高 170 (m)	
机组总性能	
容量 978 MW 厂用电 4.8% 净热效率 45.2%	

其他的 3%~4% 的效率提高, 则是由于采用流化床干燥带有内部废热利用的装置 (德文简称为 WTA)

将褐煤在流化床中干燥时逐出的水汽进行净化,再按热泵原理予以压缩,使其蒸发热用于加热干燥器。

德国褐煤含水率高达 50%~60%,以往是从炉膛抽出 900~1000℃ 烟气在磨煤过程中将褐煤干燥,产生的蒸汽进入炉膛,其热量不能回收。用 WTA 法可以消除上述缺陷。莱茵褐煤公司自 1992 年以来已对 WTA 法进行过多次试验。RWE 电力公司按此技术建造了大型试验性干燥厂,计划在 2000 年开始运行。一旦成功,将与 K 机组联系起来,使机组效率达到 45% 以上。

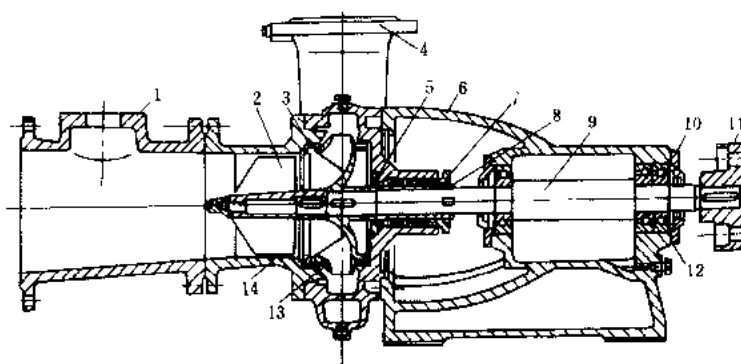


图1 卧式凝结水泵结构图

1-进口短管；2-诱导轮；3-泵盖密封环；4-泵体；5-辅助轴承；6-托架；7-填料压盖；8-细套；9-轴；10-轴承端盖；11-挠性联轴器；12-轴承；13-叶轮；14-泵盖

凝结水泵

凝结水泵 (condensate pump)

从凝汽器

水,把凝结水升压后输送至除氧器。凝结水升压泵有立式和卧式之分,如与 300 MW 机组配套的 18N1.19

下部热井中将凝结水抽出并将其升压送往回热加热系统或凝结水精处理除盐装置的水泵。凝结水泵多采用离心泵,属低压冷水泵,抽吸的是处于真空和饱和状态的凝结水,容易吸入空气和引起汽蚀,因此要求叶轮有良好的轴端密封和抗汽蚀性能,第一级叶轮往往制成双吸式,或者在首级前加装诱导轮。凝结水泵转速一般为 980~1450 r/min,吸入口流速不超过 1 m/s。按级数分,有单级泵——泵轴上只装一个叶轮,也有多级泵——泵轴上装有两个或两个以上的叶轮。按泵轴布置分,有卧式泵和立式泵。不论卧式泵或立式泵都可以做成单级或多级。一般说来小容量机组均采用卧式离心泵,大容量机组多采用立式离心泵。图1为带诱导轮的单级卧式泵,诱导轮前设有带脱气口的进水短管。脱气口与凝汽器相连,保持该处压力与凝汽器相同,有利于水泵正常工作。图2为大机组使用的二级立式凝结水泵,为筒袋型结构,第1级带诱导轮。这种立式泵的特点是占地面积小,第一级叶轮处于最低位置,增加了泵的倒灌高度,泵的进、出水口在同一水平线上,便于管道布置。

在设置低压凝结水精处理除盐装置的凝结水系统中,受除盐设备承压的限制,在其后布置与凝结水泵串联运行的凝结水升压泵。

凝结水升压泵 一般在 300 MW 及以上机组的凝结水系统中配置,凝结水升压泵同样属于低压冷水泵,抽送的是凝结水泵出口并经低压凝结水精处理除盐装置后的凝结

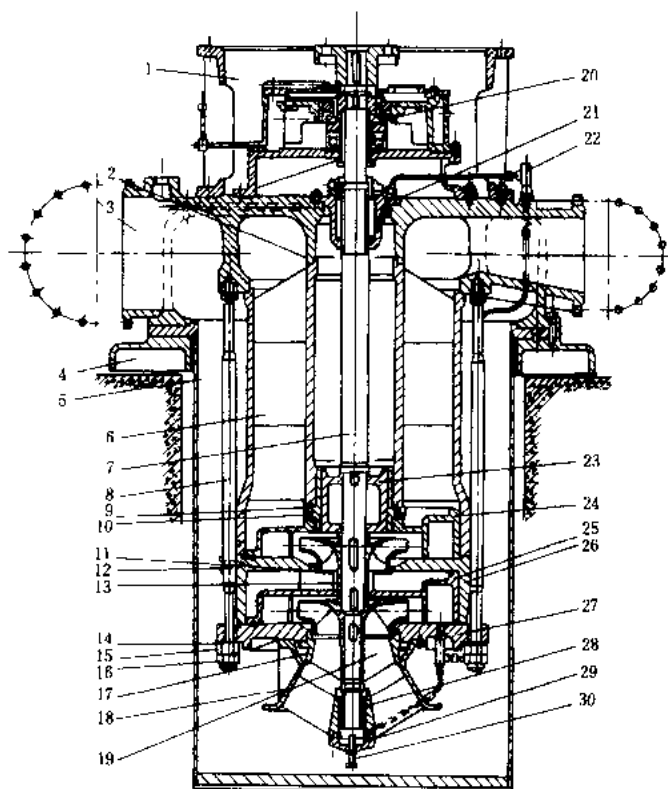


图2 立式凝结水泵结构图

1-电机支座；2-密封罩；3-进、出水壳体；4-泵支座；5-外筒体焊接件；6-导叶接管；7-泵轴；8-拉紧螺栓；9-锁；10-平衡圈；11-密封环；12-T形螺栓；13-级间轴套；14-垫圈；15-螺母；16-盖形螺母；17-诱导轮室衬圈；18-下导轴承座；19-诱导轮；20-推力轴承；21-浮动环装置；22-泵内密封水管路；23-平衡鼓；24-末级导叶；25-中段导叶；26-中段；27-前盖；28-下导轴承；29-下导轴承端盖；30-特殊螺栓（顶轴螺栓）



型(立式)和与 600 MW 机组配套的 NS500-350 型(卧式)由于凝结水泵和凝结水升压泵在凝结水系统中的功能同,凝结水泵抽吸凝汽器热井内的凝结水克服热井至凝结水升压泵的管道阻力和水位差;凝结水升压泵则要把凝结水输入具有一定标高和压力的除氧器。

般凝结水泵的扬程比凝结水升压泵小,而流量大。

运行方式和配置 小型机组的凝结水泵可以采用无水位方式运行,这种运行方式的优点是简单,缺点是凝结水泵长期在汽蚀下运行,叶轮的使用寿命很短,而且不稳定。大型机组的凝结水泵均采用有水位方式运行,并设置自动调节凝汽器热井水位的装置。

凝结水泵是汽轮机的重要辅机,如发生故障,则热井水位上升,除氧器断水,迫使汽轮机停机,加以凝结水泵的有效汽蚀余量很小,工作条件差,故一般汽轮机配置两台 100% 容量的凝结水泵,互为备用,均由电动机定速驱动。

condensate polishing

凝结水精处理 (condensate polishing) 火力发电厂各种可回收的凝结水的精处理技术。火电厂的凝结水有汽轮机凝结水、热力系统中的各种疏水,在热电厂还有供热回水。其中,主要是汽轮机凝结水。汽轮机凝结水为锅炉给水的主要组成部分,其质量如何,对热力设备的安全、经济运行影响较大。汽轮机凝结水中的杂质一般来自凝汽器的泄漏、热力设备金属的腐蚀和补充水中的杂质等。凝汽器泄漏是火电厂热力设备结垢、腐蚀的重要原因之一。近年来,曾发生多起因凝汽器泄漏而造成热力设备损坏的事故。为了保证锅炉给水质量,须将部分或全部凝结水进行精处理。

一般给水含铁量高时,锅炉水冷壁管的结垢速度就较快。特别是对负荷波动较大、启停频繁调峰锅炉,会有大量氧化铁进入锅炉,加快炉管的结垢速度,解决此问题的办法是:设置凝结水处理设备,此外,设置凝结水处理设备,还可以降低机组启动时的用水量,缩短机组的启动时间。设置凝结水处理设备的一般原则是:

(1) 由直流锅炉供汽的汽轮机组,全部凝结水应进行精处理,必要时,还可以设置供机组启动用的除铁设施。

(2) 由亚临界汽包锅炉供汽的汽轮机组,全容量凝结水宜进行精处理。

(3) 由高压汽包锅炉供汽的汽轮机组,冷却水为海水以及由超高压汽包锅炉供汽的汽轮机组,冷却水为海水或苦咸水时,可设部分凝结水精处理装置。

(4) 由超高压汽包锅炉供汽的汽轮机组,冷却水为淡水,如承担调峰负荷,可设置供机组启动的除铁设施。

• 462 •

(5) 当采用带混合式凝汽器的间接空冷系统时,汽轮机组的凝结水应全容量进行精处理,还宜设置供机组启动时专用的除铁设施。

(6) 当汽包锅炉给水采用联合或中性加氧处理时,一般要求对全部凝结水进行精处理。

(7) 直接空冷机组的凝结水宜采用除铁及除硅处理

凝结水精处理系统一般由前置过滤器、离子交换除盐装置和后置过滤器三部分组成。前置过滤器一般有砂过滤器、覆盖过滤器、氢阳离子交换器、管式微孔过滤器和电磁过滤器等,其作用是除去凝结水中的腐蚀产物及其它悬浮杂质,保护除盐装置中离子交换树脂不被污染。凝结水离子交换除盐装置,一般为深层混合床净化装置,并采用高流速(120 m/h)和体外再生方式。近年发展的树脂覆盖过滤器,可以同时起前置过滤和离子交换除盐的作用。后置过滤器一般选用树脂捕捉器,用来截留从混合床漏出的树脂或树脂碎粒等杂物。

凝结水精处理设备与热力系统的连接有两种,即所谓低压系统和中压系统。低压系统是指凝结水精处理设备串联在凝结水泵和凝升泵之间,凝结水净化设备承受的压力较小(一般不超过 1 MPa)。中压系统是指凝结水精处理设备串联在凝结水泵与低压加热器之间,因而凝结水精处理设备承受的压力较高(一般为 2.5~3.5 MPa)。中压系统的优点是简化了热力系统,运行操作方便。《水处理设计技术规定》中规定,对于亚临界及以上参数的电厂,可以设计中压系统。

condenser

凝汽器 (condenser) 接受汽轮机排汽并使之冷凝的热交换器。凝汽器利用水或空气作为冷却工质,直接或间接同蒸汽接触,将蒸汽凝结成水,在汽轮机排汽口建立和保持一定的真空,使进入汽轮机的蒸汽膨胀到尽可能低的冷端压力,以增加汽轮机中的理想焓降,提高循环热效率。此外,凝汽器还有汇集各种疏水、补给水,储存凝结水的功能。根据系统的要求,凝汽器还可具有除氧作用。

按汽轮机排汽凝结方式不同,凝汽器可分为混合式凝汽器和表面式凝汽器两类。在混合式凝汽器中,汽轮机排汽与冷却水直接混合接触而使蒸汽凝结,其优点是结构简单,制造成本低,能建立高真空。缺点是要求循环水的质量也要等同于凝结水。目前这种凝汽器主要用于间接空气冷却凝汽系统(见干式冷却凝汽装置)。在表面式凝汽器中汽轮机排汽在冷却表面一侧凝结,而冷却工质在冷却表面另一侧流动,互不接触,其优点是能保持凝结水洁净;缺点是消耗大量有色金属,

制造成本高。表面式凝汽器可以用水或空气作为冷却介质,用水冷却的优点是传热系数高,能建立高真空,并减小凝汽器尺寸。现代火力发电厂和核电厂的汽轮机组绝大多数都采用水冷的表面式凝汽器,只有少数缺水地区才采用空气冷却。下文展开的内容均针对水冷的表面式凝汽器。

通常凝汽器与循环水泵、凝结水泵、抽气设备以及连接管道组成凝汽系统(图1)。汽轮机排汽从进汽口进入凝汽器,冷却水从进水口进入凝汽器,并按箭头方向流经管束,从出水口流出。蒸汽和冷却管接触而凝结,因体积骤然缩小形成真空。凝结水集聚在热井中,并由凝结水泵抽出,送入锅炉给水系统。漏入凝汽系统和汽轮机真空部分的空气集中在凝汽器汽侧,由抽气器将这些不凝结气体抽出,以维持凝汽器的真空。

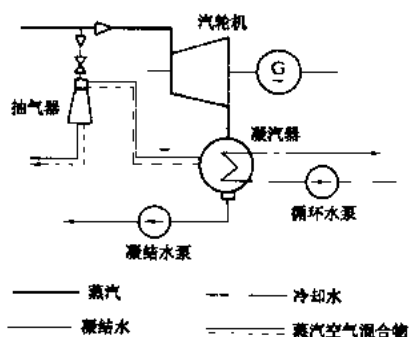


图1 凝汽系统图

基本结构 凝汽器由外壳、水室、管板、隔板、冷却水管等组成(图2)。外壳通常呈圆柱形或椭圆柱形,大功率汽轮机凝汽器则设计成方箱。外壳两端装有多孔的管板并与端盖连接,在两侧形成水室。冷却水管固定在管板的孔内。在凝汽器内部还装有若干块中间隔板,下部设有热井。为适应现代汽轮机多个排汽口的结构,凝汽器汽侧的连接,有一个单壳体凝汽器和一个排汽口连接或一个单壳体凝汽器和数个排汽口连接这两

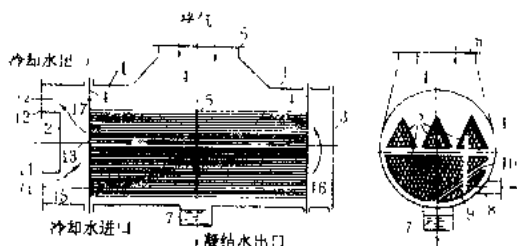


图2 表面式凝汽器的结构简图

- 1 凝汽器的外壳;2、3—水室的端盖;4—管板;
5—冷却水管;6—排汽进口;7—热井;8 抽除
空气的管口;9 空气冷却区;10 凝汽器汽空
间隔板;11—冷却水进口;12 冷却水出口;
13—水室隔板;14—汽空间;15、16、17 水室

种基本方案。

分类 按冷却水流程有单流程、双流程和多流程之分;按水室垂直隔板区分,有单一制和对分制;按冷却管排列方式有回热和非回热式;按汽流在冷却管束中的流动方向有汽流向式、汽流向上式、汽流向侧式和汽流向心式;按汽轮机排汽口压力有单压式和多压式等。火电厂中广泛应用的有双流程、对分制、回热、汽流向侧式和汽流向心式凝汽器。大功率汽轮机有的采用多压式凝汽器。

技术要求和性能指标 现代大机组的凝汽器应满足以下要求:①有良好的传热性能;②具有高度的严密性;③冷却水管具有足够的抗腐蚀性,良好的传热性能和一定的机械强度;④汽阻、水阻和凝结水过冷度小;⑤凝结水含氧量小;⑥清洗冷却水管方便;⑦便于运输和安装。

考核凝汽器性能的主要指标有:①真空度;②端差(凝汽器压力下的饱和温度与冷却水出口温度之差);③凝结水过冷度;④凝结水含氧量;⑤凝汽器水阻;⑥空冷口排出的汽-气混合物的过冷度。

管束布置 合理的管束布置能提高凝汽器的传热效果。其基本原则是:①管束应有足够大的外围面积,头几排管子最好采用辐向排列或正方形排列;②汽流应有侧向通道,使管束各部分热负荷均匀;③必须设置空气冷却区,有效地冷却空气和未凝结的蒸汽;④凝汽器进口至抽气口的蒸汽空气混合物的流通途径应力求短直,以减少气阻;⑤必须在管束与壳体间加设挡汽板,防止蒸汽不经过主凝结区而进入空气冷却区,以及防止蒸汽空气混合物不经过空气冷却区而直接进入抽气口;⑥应有适当大小的通道,蒸汽能自由进入热井回热凝结水;⑦凝结水和汽气混合物应从不同位置分别引出,相互距离要远些;⑧应在管束之间安置凝结水收集板,避免上排管束的凝结水下落到下排冷却管子上,恶化传热效果。

管束布置的基本型式有:带状管束、教堂窗型单元式管束、辐射型管束、钟罩型管束、平衡降流型管束、块状管束等。

管材选择 合理选择凝汽器冷却水管管材,对有效地提高汽轮机效率和运行经济性以及延长设备寿命,具有重要意义。凝汽器管材一般为多种牌号的铜锌锡合金,或不锈钢,或钛合金。管材的选择,应根据冷却水质、水质变化情况、腐蚀可能性,并考虑相应的流速、清洁系数、凝汽器结构型式、防腐措施、清洗方法和管材性能价格等,通过技术经济论证或经过试验加以确定。(见凝汽器管材)

汽轮机“冷端”优化设计 近代大功率汽轮机凝汽器的设计已成为整套机组乃至整个电厂设计的主要组



成部分,凝汽器优化设计,实质就是汽轮机“冷端”最佳参数的选择。汽轮机“冷端”设计与凝汽器、汽轮机低压缸、供水系统以及地区的气象条件密切相关。汽轮机“冷端”的设计优化应该是以下一些设备参数的优化组合:供水方式、冷却水温、汽轮机背压、汽轮机低压缸形式(包括排汽面积、排汽口数目以及末级叶片长度等)、凝汽器冷却面积、管材、管子几何尺寸、冷却水量以及循环水泵等。

汽轮机“冷端”优化设计的经济论证方法基本上有两种:一是维持机组出力不变,冷端设备的改变,引起汽轮机背压的变化,进而使得汽轮机进汽量发生改变,引起热耗的修正,使燃料费用发生变化;另一是维持汽轮机进汽量不变,冷端设备的改变引起背压变化,进而使汽轮机发出功率变化,使电费收入变化。将燃料费用或电费收入的变化值同电厂相应设备投资变化相比,即可确定所要选定的最佳方案。

凝汽器安装

凝汽器是火力发电厂中体积和重量最大的辅助设备。供货时分成壳体和管材,大机组的壳体多是分片供货。安装工作包括壳体组合就位,穿管胀接、底座弹簧安装、颈部与低压缸连接、灌水试验等工序。

组合就位 凝汽器位于低压缸下面。散片壳体如在此基础上组合,则低压缸不能就位,延迟了安装工期。如在厂房外组合,有时因凝汽器宽度大于柱距等原因,组合后无法进入厂房。因此组合方案必须早期确定。或在厂房外进行部分组合,进入厂房后再组成整体,或在设计时加宽这一间隔的柱距,或采用其他方案,组合工作需使用起重机吊装。因为凝汽器体积大、刚性差,组合时要垫平垫实,对口准确,防止产生焊接变形。管板隔板要互相平行且与底板垂直,板间距离和管孔同心度偏差符合设计,两端管板比中间隔板低数毫米,使管子与各隔板孔接触紧密,避免运行时振动。组装体运输吊装时严防产生变形。

穿管胀接 凝汽器冷却水管管材多用铜合金,有些电厂为了防止海水等腐蚀,采用钛或不锈钢等管材质(见凝汽器管材)。冷却水管和管板连接是凝汽器安装的主要工作,要求管内的水与蒸汽之间严密不漏。

(1) 管材检验:核查理化检验和热处理报告;作外观检查;涡流探伤或水压试验。因管子的内应力会导致管壁在运行中发生裂纹,故需检查有无内应力存在。对有内应力的作回火处理。

(2) 穿管:从水室一端穿入管板,通过各道中间隔板从另一侧管板穿出。穿管时需在每道隔板中间设专人,使穿管时对准各道管孔避免冲撞。大型机组的管子

有1~3万根,数量多,工作量很大。

(3) 胀接:对两端管板孔内铜管(钛管或不锈钢管)的内径进行扩张,使管壁压紧并扩张管板孔,管子是塑性变形,管板孔是弹性变形,由管板孔回弹力压紧管子而达到固定和密封。胀管器的外圆有对称的三个锥形胀珠,旋转推进胀管器时,胀珠把管孔扩张。要求管壁胀薄1%~6%,不过胀,不欠胀。胀管器用电机驱动。因胀紧度与旋转力矩成正比,达到胀紧度后,力矩超过定值,电机停转,用以控制胀接质量。

(4) 胀接顺序:胀接使管板上密集的万余管孔受到扩张应力,会造成管板变形。应根据管束分布情况安排胀接顺序,先胀接几个小区共百分之几的管子,用以把管板固定,然后再大面积扩张。

(5) 钛管和不锈钢管施工:钛管和不锈钢管胀接要特别注意清洁,管板孔和管端需用酒精清洗。胀接后还要把管端与管板焊接,焊接使用专用自动焊机作不填丝钨极氩弧焊。焊后用着色法检查焊缝质量。

汽侧灌水试验 灌水高度在铜管(钛管或不锈钢管)顶部以上100mm,维持24h无渗漏为合格,用以检验胀口质量。

支座弹簧安装 与低压缸直接连接的凝汽器,在运行时受热膨胀,其膨胀量由支座弹簧吸收,以避免影响低压缸中心。凝汽器在组装时是由临时支撑受力的,组装完毕后改为弹簧受力。安装弹簧的要求是使凝汽器的重量由各个支脚均匀受力,且每个支脚的多个支撑弹簧受力均匀。安装人员要预先在弹簧底座上装上调整螺丝。弹簧底座安放在临时支撑旁边,转动各调整螺丝,由调整螺丝支撑在基础面上,把弹簧底座顶高,弹簧受力后抬起凝汽器,到临时支撑不受力时取出,全部改由弹簧受力。使弹簧受力均匀的最后调整,结合颈部连接工作进行。

颈部连接 用弹簧支承的凝汽器,连接前其汽侧按制造厂规定灌水。调节弹簧座的调整螺丝进行对口,并保持凝汽器水平。焊接工作应由多名焊工在对称部位施焊,以防止焊接变形,同时在低压缸台板四角安装百分表监视,以便在变形大时及时采取措施。凝汽器与低压缸经波纹伸缩节和法兰连接,对口时应留有设计规定的冷拉间隙,然后连接。颈部连接后,在弹簧底座下配制垫铁和二次灌浆,最后定位。

真空系统严密性检查 在水位计安装好,人孔门、连接管等法兰紧固后,最终进行严密性检查。因凝汽器、低压缸、凝结水泵进口、低压加热器等都是真空状态下运行的,所以对这个真空系统一起作灌水试验,检查其严密性。灌水时在弹簧处加临时支撑,灌水高度在低压缸汽封洼窝以下100mm处,检查无泄漏为合格。

ningbo lei guo cai

凝汽器管材 (material of condenser tubes)

表面式凝汽器受热面管子所用的材料。凝汽器管内侧通入不经处理或经过处理的天然水作为冷却水,用以冷凝管外的汽轮机排汽。凝汽器管的材料,应能满足以下几点要求:①对冷却水是耐蚀的;②具有良好的导热性能;③具有合适的强度、延伸率等力学性能;④能满足凝汽器结构上及管子安装工艺上的各项要求。凝汽器管材,多数为铜合金,在某些条件下也采用纯钛或

不锈钢。一般凝汽器管的常用管材及其主要成分列于表1。

冷却水水质和流速是选择管材的重要依据。表2为中国的选用原则。管材中除钛管外,一般只适用于清洁程度为 $[S^{2-}] < 0.02 \text{ mg/L}$ 、 $[\text{NH}_3] < 1 \text{ mg/L}$ 、 $\text{COD} < 4 \text{ mg/L}$ (高锰酸钾法)的水质。水质污染程度超过限度时,应根据实际情况采用加氯处理、海绵球清洗、硫酸亚铁处理或限制排废等措施,以减少其影响。钛管的耐腐蚀性很好,在中国滨海的电厂中也已广泛使用。对

表1 常用凝汽器管材及其主要成分

(1) 黄铜管						
管材	牌号	主要成分 (%)				
		Cu	Al	Sn	As	Zn
普通黄铜	H68A	67.0~70.0			0.03~0.06	余量
锡黄铜	HSn70-1A	69.0~71.0		0.8~1.3	0.03~0.06	余量
铝黄铜	HA177-2A	76.0~79.0	1.8~2.3	—	0.03~0.06	余量
(2) 白铜管 (镍铜管)						
管材	牌号	主要成分 (%)				
		Ni	Mn	Fe	Cu	
镍铜	B30	29~33	—	—	—	余量
(3) 钛管						
管材	牌号	杂质不大于 (%)				
		Fe	Si	C	N	H
钛	TA ₁	0.15	0.10	0.05	0.03	0.015
钛	TA ₂	0.30	0.15	0.10	0.05	0.015
(4) 不锈钢管						
管材	牌号	主要成分 (%)				
		C	Si	Mn	Cr	Ni
Cr-Ni	TP304	≤0.08	≤0.75	≤2.00	18.0~20.0	8.00~11.00
Cr-Ni-Mo	TP316	≤0.08	≤0.75	≤2.00	16.0~18.0	10.00~14.00
	TP317	≤0.08	≤0.75	≤2.00	18.0~20.0	11.0~14.0

表2 选用管材的水质和流速条件

管 材	冷却水质			允许最高流速 (m/s)	其 他 条 件
	溶解固形物 (mg/L)	$[\text{Cl}^-]$ (mg/L)	悬浮物和含砂量 (mg/L)		
H68A	<300 短期<500	<50 短期<100	<100	2.0	
HSn70-1A	<1000 短期<2300	<150 短期<1400	<300	2.0~2.2	采用硫酸亚铁处理时允许溶解固形物<1500mg/L, $[\text{Cl}^-] < 200\text{mg/L}$
HA177-2A	1500~海水		<50	2.0	
B30	海水		500~1000 短期>1000	3.0	可用作凝汽器空冷区防氯腐蚀管材
钛	海水 污染水			>3.0	可用作凝汽器空冷区防氯腐蚀管材

于确认水质会长期遭受污染或有恶化趋势,而又无法改善时,选择适合水质条件的不锈钢管。对不锈钢 TP304、TP316 和 TP317 等,推荐在相应的含 Cl^- 量 $< 200 \text{ mg/L}$ 、 $< 1000 \text{ mg/L}$ 和 $< 5000 \text{ mg/L}$ 的水质中使用。

niàngqì qìjiàn zhuāngzhì

凝汽器检漏装置 (condenser leakage-detection device)

检测凝汽器泄漏的装置,一般在 300 MW 及以上容量的发电机组中设置。该装置包括热井取样泵、检测程序盘以及系统中的阀门、管道和管件等,就地装在凝汽器热井附近。

检测程序盘内有电导池、报警触点、发送器、氢离子导电度表(600MW 机组亦有增设钠表)。当导电度表(或钠表)的读数超过正常范围,高位报警信号送到取样系统计算机中和集中控制室。

每一台凝汽器的两个水室设有 4 个取样点,热井取样泵将水样送到取样盘上进行分析,余下的经旁路送到凝结水泵入口。

niàngqì qìjiàn qīngqī zhuāngzhì

凝汽器胶球清洗装置 (condenser sponge ball cleaning system)

用特制的海绵橡胶小球连续通过凝汽器冷却管以清洗管内壁污垢的装置。凝汽器对水侧污垢,及冷却管和管板堵塞都非常敏感,即使是很薄的微生物附着层也会使汽轮机出力降低 1%~3%。该装置可使凝汽器在正常工作态下始终保持冷却管的清洁,用以提高机组利用率和循环热效率,防止冷却管垢下腐蚀,延长管子使用寿命。

胶球清洗系统 在凝汽器循环水入口管段上装设的由胶球清洗装置(包括收球网、胶球泵、装球室)、胶球输送管、阀门及凝汽器所组成的胶球清洗闭合回路。为保证上述回路正常工作,通常在直流冷却水系统中还要配套安装二次滤网装置(包括二次滤网、排污管路、阀门)。以及相应的电器操作设备。(参见彩图插页第 26 页 51 图)

收球网 从冷却水中回收胶球的设备。收球网由栅格网板组成,网板可绕支承轴转动。含有胶球的冷却水流出凝汽器,进入收球网后被分离,收集的胶球在网板喉部出口端集中引出。网板旋转到反冲洗位置时,可将卡在网板上的杂物冲掉,以利胶球顺利流动回收,并可减小收球网水阻。

胶球泵 将胶球从低压头出水管输送到高压头进水管的专用无障碍离心泵。该泵流道宽、不堵塞、不切球、对球磨损小。

装球室 向系统中加球和取球的装置。配有观察

窗与手孔。具有监视胶球运行状态和加入、取出胶球的功能。

胶球 海绵状橡胶小球,用来擦洗冷却管内积垢、耐磨损,柔软富有弹性,气孔均匀贯通,吸水性能好,湿态时相对密度 $1.00 \sim 1.15 \text{ g/cm}^3$,在 $5 \sim 45^\circ\text{C}$ 水中长期浸泡不老化,体积膨胀不超过 10%。普通胶球用于擦洗冷却管软泥垢、微生物膜。外皮粘金刚砂的球用于清洗管内硬垢。清洗钛管和不锈钢管用粘有特殊塑料层的胶球。

二次滤网 冷却水的二次过滤装置。用以自动过滤和清除冷却水中可能堵塞凝汽器管板与收球网栅格网的杂物。滤网孔径在 $6 \sim 10 \text{ mm}$ 之间。冲洗网孔上杂物所用排水量约为通过滤网冷却水量的 3%。衡量二次滤网反冲洗性能的一个重要指标是冲洗后滤网的清洁度及冲洗一次需用的时间,时间越短,清洁度越高,表明滤网性能越好。

工作原理 选用比冷却水管内径大 $1 \sim 2 \text{ mm}$ 的湿态胶球加入装球室,胶球泵将小球送入凝汽器进水管冷却水中。在冷却水流作用下,胶球被挤进冷却水管将管内壁污垢擦洗一次,之后胶球随水流进入收球网。收球网集中的胶球被胶球泵抽出,经过装球室后再次循环使用。经过多次擦洗,管子内壁完全清洁,达到最佳传热效果。

投入清洗的胶球数量为凝汽器单侧单流程冷却管数的 7%~13%。清洗周期与清洗时间为 1 次/日, 30 min/次,若遇冷却管脏污速度加快,可改为 2 次/日, 30 min/次。投入胶球清洗时,冷却管内水流速度应保持在 2 m/s ,偏差 $\pm 15\%$ 以内。对装有二次滤网的清洗系统,二次滤网排污与凝汽器投球清洗不宜同时进行。应在二次滤网排污清洗结束后,再投球清洗凝汽器。二次滤网清洗为: 1 次/日, $5 \sim 10 \text{ min/次}$,若遇冷却水中杂物过多时,可相应增加清洗次数。

技术指标 间接指标是收球率。收球率超过 90% 为装置合格,超过 95% 为装置优良。直接指标是使用后的效果,即使凝汽器端差、真空度、清洁度均能保持其新投用时或大修后的最好指标

niàngqì qìrè xìng

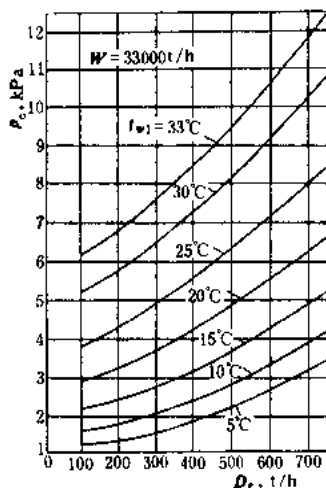
凝汽器热力特性 (thermal characteristics of condenser)

凝汽器压力与排汽量、冷却水量及冷却水入口温度之间的相互关系。凝汽器在实际运行中,不同于设计工况,上述参数往往发生很大的变化。排汽量可随汽轮机负荷在很大范围内变动,冷却水量也可随循环水系统运行方式的改变而改变,冷却水温则随季节变化,因而凝汽器压力也会发生变化。把这些参数间的相互关系用曲线表示,称为凝汽器热力特性曲

线,可用于判断凝汽器工作是否正常。从图可知,当冷却水量和入口水温不变时,凝汽器压力随排汽量的减少而降低;在冷却水量和汽轮机负荷也即排汽量一定时,凝汽器压力随冷却水入口水温的降低而降低。

凝汽器热力特性曲线通常可根据计算或试验的结果进行绘制。用计算方法得到的特性曲线是近似的,但仍有一定的指导作用,利用它可以预测凝汽器在变工况下的运行情况。

在进行凝汽器的热力计算时,应同时进行变工况计算,并据以绘出凝汽器热力特性曲线。在进行变工况计算时,凝汽器的一些结构参数(冷却面积、管径等)都是已知的,可取设计值。计算步骤通常是先给定冷却水量 W ,再选取冷却水入口水温 t_{w1} 为某一值,



凝汽器热力特性曲线图

对不同排汽量 D_e 按通常的凝汽器热力计算方法进行计算,求出一条凝汽器压力 p_c 与排汽量的关系曲线;然后选取几个不同的冷却水入口水温,根据同样方法得出一组凝汽器压力与排汽量的关系曲线,这就是在某一给定的冷却水量下的凝汽器热力特性曲线。给定不同的冷却水量,可得出类似的另一组凝汽器热力特性曲线。

ningaiqi yunxing

凝汽器运行 (operation of condenser)

凝汽器的主要任务是凝结汽轮机排汽、形成和维持高度真空、作为热力循环的冷端并回收工质。凝汽器最佳运行是机组经济运行的重要条件。凝汽式汽轮机排汽温度每降低 10°C ,装置的热效率可增加 3.5% ,凝汽器压力每降低 1kPa (0.01at),汽轮机功率平均增加 $0.7\%\sim 1\%$ 。影响凝汽器工作的因素很多,除了本身结构因素外,还与真空系统严密性、冷却倍率、冷却水入口温度、管束的清洁度等有关。凝汽器运行中常发生的问题主要是掉真空,这大多与凝汽系统工作不正常有关,如抽气器故障、循环水量不足、凝汽器满水、处于负压的管路和部件漏入空气等,应及时处理以恢复正常真空。凝汽器在正常运行中主要应注意的问题有:①最有利真空值;②较小的凝结水过冷度和凝汽器端差;③凝结水品质合格。

最有利真空 在极限真空内提高凝汽器真空度,将增大机组的输出功率和供水电耗,当净效益(两者之差)最大时的真空值称为最有利真空。凝汽器最有利真空通常是通过试验确定的。在运行中应调整循环水泵的出水量,保持凝汽器在最有利真空下运行。

凝结水过冷度 凝结水温度低于汽轮机排汽压力下的饱和温度的度数称为凝结水过冷度。凝结水过冷度大,意味着被循环水带走的热量增加,系统的热经济性下降。另外凝结水过冷,会使水中含氧量增加,引起管道腐蚀。大型现代回热式凝汽器的过冷度为 $0.5\sim 1^{\circ}\text{C}$ 。产生凝结水过冷却的原因通常是:①凝汽器水位过高,淹没了下层管束;②真空系统不严密,漏入空气量过大,或抽气设备工作不良;③凝汽器管束排列不当。

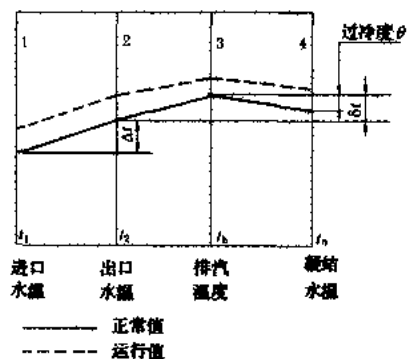
端差 排汽温度与冷却水出口温度差称为凝汽器端差。对已有的凝汽器,在负荷和冷却水量一定条件下端差增大,往往是由于凝汽器管束内表面污垢和汽侧积存过量空气所致。端差大使真空恶化降低了机组的经济性。在运行中要注意监视端差的变化情况。如果在机组负荷和冷却水条件都比较稳定情况下,凝汽器端差的升高,往往是抽气设备工作失常,或真空系统严密性出了问题,应及时查找原因并消除之。如果是机组在较长时间运行后,端差逐渐增大,这往往是凝汽器管束内表面污垢引起,应安排清洗。

大型机组凝汽器一般都装有胶球清洗装置(见凝汽器胶球清洗装置),有的装有冷却水反冲洗设备,定期或在需要时投入运行,清洗冷却管,提高传热效果。凝汽器也可以半侧运行,另半侧停用清洗,但这时机组要降负荷运行。

凝结水质的监视 为了防止蒸汽管路和设备的结垢及腐蚀,必须对凝结水品质进行化学监督,方法是通过仪表在线监测或每班至少进行一次水质化验。监视项目主要是凝结水的硬度、导电度和溶解氧(见水质质量标准)。硬度和导电度超标说明有循环水漏入,可能是凝汽器管子漏泄,也可能是管子与管板连接处漏泄,需进行检漏,及时堵塞或更换损坏的管子,改进管子与管板的密封。

运行中的真空监视分析 主要是检查当时凝汽器的端差 δt 及冷却水温升 Δt 的大小,并与正常情况比较。一种简便的检查方法是将运行时的进口水温 t_1 、出口水温 t_2 、排汽温度 t_h 及凝结水温 t_n 与凝汽器正常工作同一负荷条件下数值相比较。如图所示,若1、2间连线坡度变大,表示冷却水量减少,温升增高;若2、3间连线坡度变大,则表明传热情况恶化,管束污垢或结垢;若3、4间连线坡度增大,表明过冷度增大,说明空气漏入增多。若真空较正常偏高或偏低,但折线平

移,斜率不变,则是冷却水温不同所致,凝汽器工作是正常的。



运行真空监视曲线

14-13 运行真空监视曲线

扭叶片级气动热力设计 (aerothermodynamic design of twisted blade stage) 确定扭叶片级的通流部分的气体流动规律和热力性能优化设计的计算方法。通常有正问题和反问题两种方法,前者是对已设计好的扭叶片级进行气动性能计算,若计算结果不符合设计要求,要修改设计直到满足要求为止,后者是按设计要求确定级通流部分尺寸和叶片型线,计算该级的气动热力性能。

扭叶片级是根据级内气体流动规律的控制要求,将其静、动叶片的进出口几何角设计成沿径向变化的级。最初发展的扭叶片级是为满足动叶片进口相对气流角因圆周速度沿径向变化而改变的要求采用的,用于径高比 $D/l < 7.0$ 的级。现随着计算机技术的发展,扭叶片加工水平的提高和制造成本的下降,较短的叶片也设计为扭叶片,例如现代大功率汽轮机压力级全部用扭叶片级。通常被实际运行证明性能优良的扭叶片可作为进一步开发和研究的基础,扭叶片的设计计算按照气动性能最优的原则进行,还要满足强度、振动方面的要求。

扭叶片级气动热力设计方法主要有简单径向平衡法、完全径向平衡法、全三元法等。

简单径向平衡法 将流动看作是压缩、定常、轴对称的圆柱面流动,即汽流径向的分速度 c_r 为零,汽流参数沿轴向不变。图中给出微元体径向受力情况示意。

简单径向平衡方程为

$$\frac{1}{\rho} \frac{dp}{dr} = \frac{c_u^2}{r} \quad (1)$$

式中 ρ 为密度, kg/m^3 ; dp/dr 为径向压力梯度, kg/m^3 ; c_u 为汽流切向速度, m/s ; r 为径向坐标, m 。

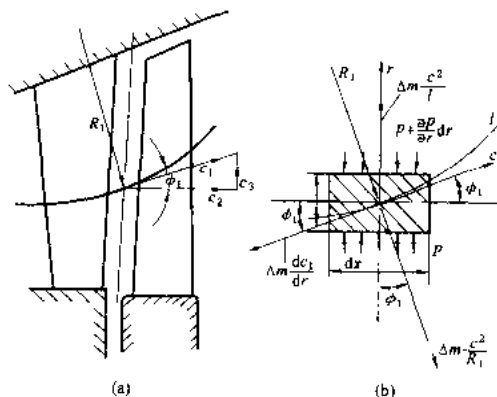
该方程表明叶片轴向间隙内汽流切向分速 c_u 产生的离心力完全被径向静压差所平衡。确定轴向间隙中汽流的平衡条件后,可用解析法和数值法求出所需的流型特性,扭叶片按此规律成型。通常应用较多的是等静叶出口汽流角 α_1 、等环流和等密度流型,例如喷嘴出口用等环流、动叶出口用连续流流型等。流型的合理选择要综合考虑效率、工艺、强度、振动、通用性等因素。

完全径向平衡法 将流动看成可压缩、绝热、定常的任意回转面流动,运动方程的向量形式为

$$\frac{D\vec{c}}{dt} = \vec{f} - \frac{1}{\rho} \nabla p \quad (2)$$

式中 $\vec{c} = \vec{f}(c_r, c_u, c_t)$, 其中 c_r 、 c_u 、 c_t 分别为轴向、切向、径向的速度分量, m/s ;

$\frac{D\vec{c}}{dt}$ 为速度的全导数; \vec{f} 为作用于单位质量流体上的体积力, Pa ; ∇p 为压力梯度, kg/m^3 。方程(2)须加入连续性方程、能量方程和状态方程才能使整个方程组封闭。



微元体径向受力情况

(a) 计算截面示意图; (b) 微元流体径向受力情况

轴对称假设条件下的完全径向平衡方程为

$$\frac{1}{r} \frac{dp}{dr} = \frac{c_u^2}{r} - \frac{c_1^2}{R} \cos \varphi + c_1 \sin \varphi \frac{dc_1}{dr} \quad (3)$$

式中, c_1 为流线方向的气流速度, m/s ; φ 为流线的倾斜角; R 为流线的曲率半径, m ; $\frac{dp}{dr}$ 为单位质量流体承受的表面对径力的分量, $\frac{c_u^2}{r}$ 为流体微团的切向分速 c_u 所产生的向心加速度在径向上的分量, $c_1 \sin \varphi \frac{dc_1}{dr}$ 为单位质量流体在子午流线方向的加速度所产生的惯性力在径向上的分量, $\frac{c_1^2}{R} \cos \varphi$ 为单位质量流体因子午流线弯曲所引起的离心力在径向上的分量。

方程(3)实质上是沿半径方向的牛顿第二定律,它

表明流体压力、切向分速度沿叶高的变化与流线的形状有关。控制流道内或静动叶片间隙内压力沿径向的合理分布,可改善叶片根部、顶部的气动特性,提高级的内功率和内效率。通常,采用的方法有可控涡设计,还有静叶沿径向倾斜和扭转等。求解完全径向平衡方程常用流线曲率法和矩阵通流法。流线曲率法将沿叶高进行流线的计算及叶高各节点的气动热力设计,每次计算后要要进行压力、流量、流线位置的判别;若不符合误差要求,则重新进行迭代计算。若为非轴对称情况,须在径向平衡方程中加入非轴对称附加项,然后求解。流线曲率法数学模型简单,物理概念清晰,计算程序易懂,应用较为广泛。矩阵通流法利用满足于连续性方程的流函数,在叶道内设置一网格点的矩阵,得到流场方程。该方程可用有限差分形式表示,并用松弛法求解。当流函数的变化对流场参数的影响可忽略时,认为流场已经收敛。但矩阵通流法对超跨音速流场的计算较难收敛。

全三元法 即求解三维 Navier-stokes 方程组。在静止坐标系内的非定常雷诺平均 Navier-Stokes 方程组为

$$\begin{aligned}\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot \rho \vec{c} &= 0 \\ \frac{\partial \rho \vec{c}}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{c} \vec{c} - \vec{\tau}) - \rho \vec{f} &= 0 \\ \frac{\partial \rho E}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho E \vec{c} - \vec{\tau} \cdot \vec{c} + q) - \rho(\vec{f} \cdot \vec{c}) &= 0\end{aligned}\quad (4)$$

式中 q 是热量, J; E 是内能, J; $\vec{\tau}$ 是应力张量, Pa, 必须加入状态方程和紊流模型才能使整个方程组封闭。目前,代数涡黏模型是模拟紊流最常用的方法,当参考系为旋转坐标系时,方程组还应加上附加项。

状态方程

$$p = \rho R_s T \quad (5)$$

式中 p 为流体的压力, Pa; T 为流体的温度, K; R_s 为气体常数, J/(kg·K)。

该方法不含任何近似的成分,比准三元方法准确,而且更容易实现,现已成为有用的设计工具,很多汽轮机、燃气轮机制造厂都在使用这些方法。

发展 扭叶片级气动热力设计方法不断改进,从简单径向平衡法到完全径向平衡方法和全三元的方法,提高了扭叶片级的设计质量,缩短了设计周期。气动热力设计方法的进步,提供了扭叶片级的数值计算方法,能够比较准确地预测扭叶片级的性能,减少了试验费用和试验周期,对于不断提高级的经济性和安全性,不断提高整台汽轮机的性能,具有重大理论意义和现实意义。

60 年代以前用简单径向平衡法设计扭叶片。50 年

代后期至 70 年代由简单径向平衡法进化到完全径向平衡法。完全径向平衡方程有两种表达方法,一种是以吴仲华教授为代表提出用滞止焓、焓梯度表示的,另一种是以美国 L. H. Smith 和 R. A. Novak 为代表的用压力梯度和密度表示的,70 年代以后,求解完全径向平衡方程的主要方法流线曲率法和矩阵通流法逐步完善起来,从级的计算发展到缸和机的计算,初始用简化方法预估级的各种损失,后来发展到用各种损失模型来预测级直至整台汽轮机的性能。80 年代以后,随着电子计算机技术的发展,直接求解三维 Navier-stokes 方程组已成为现实和可能,国内外在这方面进行了大量研究工作,从无黏三元流动发展到有黏可压缩三元流动,在边界条件、差分格式、网格生成技术、湍流和混合面模型方面上做了大量工作,目的在于提高计算收敛速度和收敛稳定性,提高计算的精度。

参考书目

- 王仲奇,通平机械三元流动计算及其数学和气动力学基础,北京:机械工业出版社,1983
王乃宁、张志刚,汽轮机热力设计,北京:水利电力出版社,1987

rongye fangshui shuizhi biao zhun

农业用水水质标准 (quality standard for irrigation water) 规定农业用水中有害物质的容许含量的水质标准。其目的在于防止污水中有害成分对土壤、农作物及水源的污染,以保障居民的身体康,也为恰当地利用工业废水和城市污水的水、肥资源提供依据,以利于农业生产的发展。

中国国家标准 GB5084—92《农田灌溉水质标准》,是在 GB5084—85《农田灌溉水质标准》的基础上修订而成的,于 1992 年公布实施。标准中按农业灌溉用水不同的要求,分为三类:第一类指水作,如水稻、灌溉水量为 800 m³/(亩·年);第二类指旱作,如小麦、玉米、棉花等,灌溉水量为 300 m³/(亩·年);第三类指蔬菜,如大白菜、韭菜、洋葱、卷心菜等,灌溉水量为 200~500 m³/(亩·年)。标准列出了包括 pH 值、含盐量、有毒有害的重金属化合物、有机有害物质和大肠杆菌等 29 个控制项目的标准值。这些项目是依据能保证水质不妨碍作物的生长发育和结实,不降低农作物的营养成分,不使食用作物发生异臭、异味以及保证土壤、饮用水的卫生等条件而确定的。标准还规定向农田灌溉渠道排放处理后的工业废水和城市污水,应保证其下游最近灌溉取水点的水质符合本标准,并规定严禁用污水浇灌生食的蔬菜和瓜果。

世界各国都有这类标准。美国于 1972 年由联邦水质污染控制管理局规定了 29 个控制项目的农田灌溉

水水质标准。1973年美国水质基准委员会对无限期使用于和限于使用20年的各类土壤的农田灌溉水中18种微量元素最大容许浓度做了推荐。日本于1970年颁发了农业灌溉水水质标准,控制指标为19项。

rongyong fanmeihuizhong wuranwu kongzhi biaozhun
农用粉煤灰中污染物控制标准 (control standard of pollutants for fly ash in agriculture use)

规定农业用粉煤灰中污染物质的最高允许含量。其目的在于防止农用粉煤灰对土壤、农作物、地下水、地面水的污染,保障农牧渔业生产和人体健康。

GB8173—87《农用粉煤灰中污染物控制标准》于1987年10月由国家环境保护局批准颁发。本标准适用于火电厂湿排的,并经过1年以上风化的用于改良土壤的粉煤灰。农用粉煤灰中污染物最高允许含量见表。标准中还规定,粉煤灰宜用于黏质土壤,对于壤质土壤和缺乏微量元素的土壤应酌情使用,沙质土壤不宜施用。施用符合本标准的粉煤灰时,每公顷地累计用量不得超过450t(以干灰计),对于同时含有多种有害物质而含量都接近本标准值的粉煤灰,施用时应酌情减少用量。发现施用粉煤灰而对农业环境造成污染,影响农作物发育或农产品中有害物质超过食品卫生标准或饲料标准时,应该停止使用并立即向有关部门报告,同时采取施用有机肥料,改种不敏感的作物或进行深

翻措施加以解决。

农用粉煤灰中污染物控制标准值于粉煤灰 (mg/kg)

项 目	最高允许含量	
	在酸性土壤上 pH<6.5	在中性和碱性土壤上 pH≥6.5
总镉 (以 Cd 计)	5	10
总砷 (以 As 计)	75	75
总钼 (以 Mo 计)	10	10
总硒 (以 Se 计)	15	15
总硼 (以水溶性 B 计)	敏感作物	5
	抗性较强作物	25
	抗性较强作物	50
总镍 (以 Ni 计)	200	300
总铬 (以 Cr 计)	250	500
总铜 (以 Cu 计)	250	500
总铅 (以 Pb 计)	250	500
全盐量与氯化物	非盐碱土	盐碱土
	300 (其中氯化物 1000)	2000 (其中氯化物 6000)
pH	10.0	8.7

P

排粉风机

排粉风机 (exhauster) 煤粉制备系统中用以输送干燥剂和煤粉的风机。主要用于中间储仓式制粉系统中,安装在细粉分离器之后。排粉机的运转使从磨煤机入口到排粉机入口的整个制粉系统形成负压。从排粉风机出来的乏气,或作为一次风,将给粉机供给的煤粉送入炉膛燃烧;或作为三次风直接喷入炉膛。从细粉分离器出来的乏气(废干燥剂),视分离器效率的高低,还含有10%~20%的细煤粉,特别是在负压直吹式制粉系统中,排粉风机安装在粗粉分离器之后,全部煤粉通过排粉风机,故存在严重的磨损问题,必须采取有效的防磨损措施。由于输送的介质含有煤粉,且管路长、流速高、阻力大,需要排粉风机的压力较高,一般在10kPa左右,因而都采用离心式风机。每套制粉系统配备一台排粉风机。

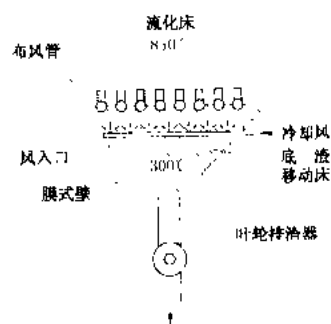
排灰渣装置

排灰渣装置(增压流化床锅炉) (ash and slag removal facility of PFBB) PFBC-CC电站锅炉的排渣装置和高温除尘器的排灰装置。灰渣排出温度在850~900℃之间,在带压力的条件下工作,排灰渣过程由降压、冷却、输送三个过程组成。

排渣装置 结构之一是在流化床底设置一排布风管并在其上安装风帽代替传统的布风板。炉内底渣穿越风管间的间隙进入其下方的方锥形灰斗内。方锥斗由膜式水冷壁围成,其内布有冷渣风管。锥斗下端出口管上置一叶轮排渣器或通过L型非机械阀,控制排渣速率。工作时锥斗中充满炉渣并缓慢下移,形成一个移动床冷渣器。热渣在锥斗出口被冷却到300℃。冷渣器本身相当于锁斗系统的压力仓,冷却后的炉渣排入到变压仓。变压仓经降压后,排至炉渣输送系统,送入渣库。炉渣冷却还可利用浅床流化床冷渣器,冷却后的炉渣同样经锁斗系统排出后至输送系统。冷渣风直接进入炉内助燃,回收冷渣放出的热量。排渣系统如图所示。

排灰装置 方法之一是高温除尘器除下的飞灰排

至灰锁斗系统的压力仓,在相同压力下排至变压仓,经变压仓降至常压后排至灰的输送系统,在输送过程中冷却飞灰至250℃以下,送至灰仓。方法之二是利用少量高温烟气在高温除尘器的下部带出除下的飞灰进入灰渣冷却器,利用喷嘴或孔板使灰气混合物降压,并输送至灰仓。



PFBC锅炉的排渣系统图

排污系统

排污系统 (boiler blowdown system) 用于锅炉锅筒连续排污和下联箱定期排污并回收其工质和热量的设备和管道的连接系统。一般情况下,只有锅筒式锅炉才设置排污系统。

锅筒锅炉的锅水在循环过程中含盐浓度不断增加,将引起蒸汽品质下降,造成锅炉受热面和汽轮机动、静叶片积垢和腐蚀,影响机组运行安全性和经济性。为使锅水的含盐量控制在允许范围以内,须采取连续和定期排污的措施。但排除的工质和热量须加以回收,以提高运行经济性。目前中国火电厂的锅炉正常排污率的控制指标定为:

以化学除盐水为补给水的凝汽式电厂1%

以化学除盐水或蒸馏水为补给水的供热式电厂2%

以化学软化水为补给水的供热式电厂5%

连续排污用以排除锅炉锅筒盐段含盐量较高的锅水。为回收连续排污水,须设置连续排污扩容器。将排污水引入专设的连续排污扩容器。扩容后的二次蒸汽送到电厂的热力系统,扩容器内残留污水,经排污水冷却器回收热量后或经定期排污扩容器后入下水道、或直接排入下水道。热电厂内扩容器的排污水还可作为热网或蒸发设备的补给水,以尽量回收工质和热量。凝汽式电厂,采用一级连续排污扩容器系统。高压热电厂排污量较大,可根据扩容蒸汽的利用条件,采用二级排污扩容器系统。

定期排污是按规定的时间或根据锅水质量状况,周期性地排除锅炉下联箱内沉积有杂质的锅水。为简化定期排污系统和便于运行管理,排污水不回收利用排污水引入定期排污扩容器,蒸发出的二次蒸汽通过排汽管就地排放,扩容器内残留的污水,用冷却水降温后直接排入下水道。



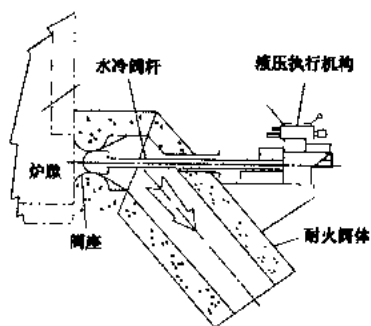
对于设有凝结水精处理系统的大容量机组,锅炉的排污水,不再设分开的连续排污和定期排污系统而是只在锅筒上设排污管,根据锅筒内水质作不定期的排污,并通过排污扩容器将蒸发后的二次蒸汽就地排放,残留的污水经冷却水降温后可重复利用在对水质无要求的地方,以利节水。

排污扩容器的容量应满足机组启动、正常运行和事故时的排污需要。

paizha kongzhizhi

排渣控制阀 (bottom ash discharge valve)

当流化床锅炉的排渣口设置在炉膛侧墙底部时,可在排渣口处设置排渣控制阀以控制底渣的排放速率。排渣控制阀通过液压执行机构移动水冷阀杆,改变阀芯和排渣口的相对位置,以调节底渣排放速率。由于阀芯形状为锥形,故又称锥形阀(如图所示)。该锥形阀在法国埃米路希(Emile Huchet)电厂125MW循环流化床锅炉和加尔达纳电厂250MW循环流化床锅炉上得到应用。



排渣控制阀

panche zhuangzh

盘车装置 (turning gear)

汽轮机启动前和停机后,为避免转子弯曲变形,用外力使转子连续转动的装置。汽轮机启动冲转前,当转子两端轴封开始供汽后,蒸汽便从两端轴封漏入汽缸内,并集中在汽缸上部,使转子和汽缸上下产生温差,若转子不盘动则将产生热弯曲;汽轮机停机后仍具有较高温度,蒸汽聚集在上部或上下部冷却速度不一致,若转子不盘动也会产生热弯曲。另外,通过启动前的盘车可使汽缸上、下半以及转子温度均匀,膨胀自由,不致发生动、静部件之间碰磨。停机后盘车有助于消除温度较高的轴颈对轴瓦的损伤。当缸温下降到150℃以下时方可停止盘车。

盘车速度可分为高速与低速两种。高速盘车转速为40~80 r/min,低速盘车为2~10 r/min。从发展来

看,盘车转速目前倾向于低速,自动投入和退出均很方便。为了安全,现在均采用转速到零后,自动投盘车的方式。当汽轮机冲转后,转速超过盘车转速后自动脱开。

盘车装置有手动和自动之分。手动盘车曾用于低压小汽轮机上,定时人工盘动转子。大、中型机组都采用电动盘车装置,它们基本上都可以自动投入和切断。常见的电动盘车装置有螺旋轴式、链轮-蜗轮蜗杆式和伞齿轮式等几种。

螺旋轴式盘车装置 如图1所示。电动机通过齿轮传动系统,由啮合齿轮带动盘车齿轮使主轴转动。啮合齿轮内表面铣有螺旋齿,与其传动轴-螺旋轴相啮合,并由操作手柄使之沿螺旋轴左右滑动,即可令盘车装置投入或退出。当汽轮机冲转升速,主轴转速超过盘车转速时,啮合齿轮可自动沿螺旋轴退出,使盘车装置停止工作。

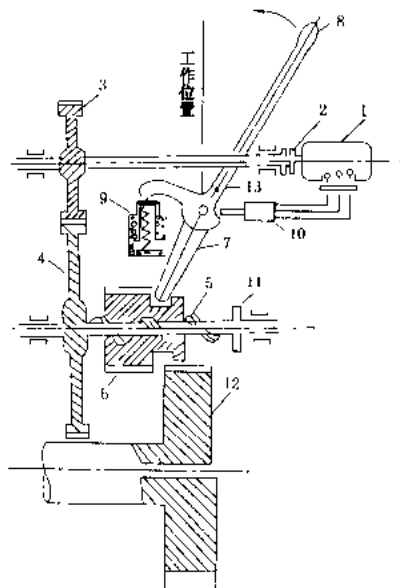


图1 具有螺旋轴的盘车装置示意图

- 1—电动机;2—靠背轮;3—小齿轮;4—大齿轮;5—键杆;6—啮合齿轮;7—摇杆;8—手柄;9—润滑油门;10—行程开关;11—凸块;12—盘车齿轮;13—保险杆

链轮-蜗轮蜗杆式盘车装置 该装置主要由电动机,传动齿轮系统,操纵杆及连锁装置等组成(图2)。此盘车装置可自动投入和手动投入。

自投过程如下:当停机时转速逐渐到零后,零转速指示器将压力开关闭合,接通电源,使压缩空气进入执行机构,带动操作杆作顺时针方向转动,使啮合齿轮和盘车齿轮顺利啮合,盘车电动机启动,盘车自投成功。

盘车自动退出过程如下：当盘车过程结束之后，汽轮机冲转，使转速升高超过盘车转速 3 r/min 。这时盘车大齿轮所施加的转矩能使啮合齿轮自动脱离啮合，并使操纵杆向着退出位置移动。这时盘车电动机开关跳闸，压缩空气被切断。

伞齿轮式盘车装置 ABB 公司 620MW 汽轮发电机组用盘车装置如图 3 所示。电动机 2 通过联轴器带动小伞齿轮 14，而它又带动大伞齿轮 15，在大伞齿轮轴上套有小齿轮 16，由它再带动切换小齿轮 5，而前者又驱动汽轮机主轴上的盘车大齿轮 6。切换小齿轮 5 的轴固定在切换臂 17 上，而切换臂的旋转中心在驱动小齿轮 16 上。

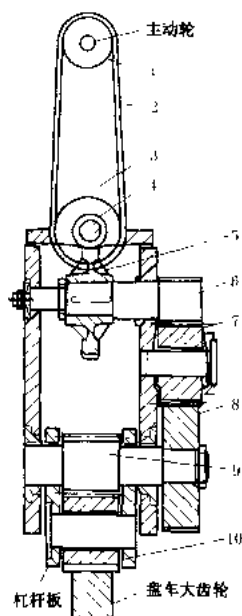


图 2 链轮-蜗轮蜗杆式盘车装置示意图
1、3—链轮；2—链条；4、5—蜗轮副；6~9—齿轮组；10—惰轮

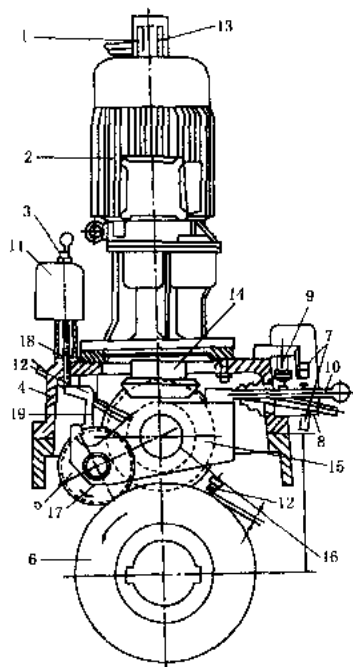


图 3 伞齿轮式盘车装置

1 护罩；2—电动机；3 推钮；4—壳体；5—小伞齿轮；6—大伞齿轮；7—极限开关；8—设定螺丝；9—永久磁铁；10—切换杆；11—电磁铁；12—速度探头；13—手动盘车六方；14—小伞齿轮；15—大伞齿轮；16—驱动轮；17—切换臂；18—释放杆；19—搭扣

Panshan Fadianchang

盘山发电厂 (Panshan Power Plant) 位于天津市蓟县，南距天津市区 125km，西距北京市 90km，地处京、津、唐三市中心地带。为华北电网的主力电厂之一。

京秦铁路和大秦铁路分别在厂址南、北两侧通过，距离约为 1.0 km。

厂址北面 5 km 是电厂主要水源地于桥水库，东面 2.5 km 是电厂的青池岭沟山谷灰场。

一期工程 安装 2 台 500 MW 超临界燃煤发电机组，主要设备从前苏联进口。1 号机组 1996 年 2 月 7 日、2 号机组 1996 年 5 月 16 日投入试生产。电厂燃用晋北烟煤，经大秦铁路运输进厂，采用 2 台转子式翻车机卸煤。电厂补充水源主要取自于桥水库。电厂采用自然通风冷却塔二次循环系统，设 6500 m² 自然冷却塔 2 座。锅炉灰渣采用分除方式，电气除尘器下的灰用空气斜槽集中，仓泵正压输送至灰库区储灰罐，渣经渣泵送至灰库区的脱水仓，灰渣用汽车运至灰场碾压堆存或运至用户综合利用。灰渣场按干灰(渣)碾压堆存设计。有 2 回 500 kV 输电线路，一回至天津北郊变电站，另一回至北京安定变电站。采用一个半开关接线。另有 2 回 220 kV 起动电源。厂区总体布局为三列式，即 500 kV 屋外配电装置-主厂房-煤场。电厂总布置见附图。

机组的主要设备：

(1) 锅炉为俄罗斯柏道尔斯基机器制造厂生产的超临界压力直流炉，一次中间再热，额定蒸发量 1650 t/h，蒸汽参数为：25 MPa/545℃/545℃。锅炉设计效率为 91.5%。

(2) K-500-240-4 型超临界汽轮机由俄罗斯列宁格勒金属厂生产，单轴四缸四排汽，一次中间再热，双背压凝汽式。额定功率 500 MW，额定转速 3000 r/min。主汽门前的蒸汽参数为 23.5 MPa/540℃/540℃。汽轮机设计热耗为 7783 kJ/(kW·h)。

(3) 发电机为 TRB-500-2Ey3 型，额定电压为 20 kV，功率因数为 0.85，采用水、氢、氢冷却。

(4) 每台机组设两台 50% 容量的汽动给水泵及一台 30% 容量的电动调速给水泵，采用八级给水加热，包括三台高压加热器，一台除氧器，四台低压加热器(其中 7、8 号低加为混合式)。

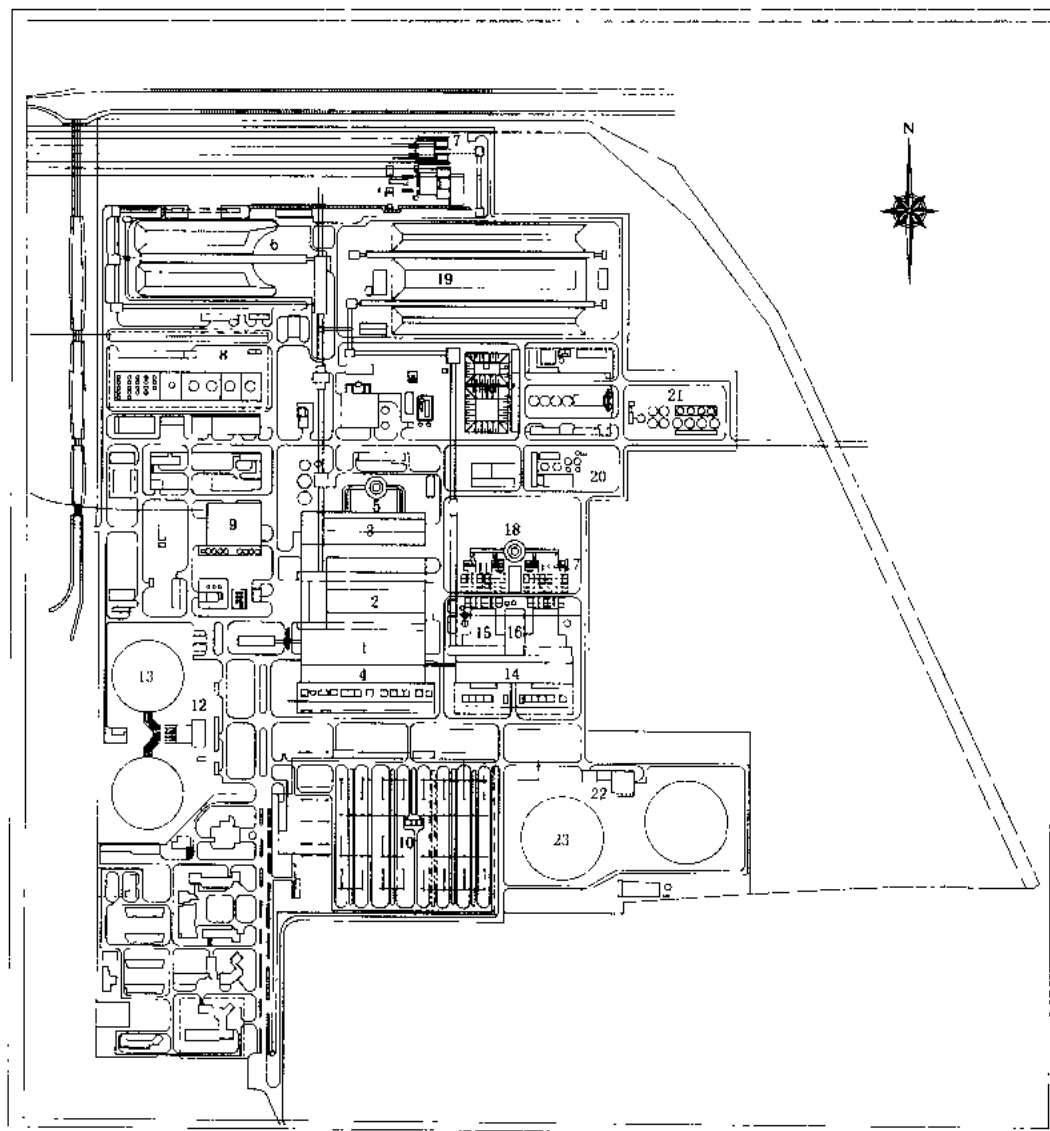
(5) 制粉系统为冷一次风直吹式，每台锅炉配套 8 台中速磨煤机。

(6) 汽轮机横向岛式布置。单元控制室、中央控制室布置在汽机房 A 列外。锅炉室内布置，整个锅炉悬挂在锅炉大板梁上，通过大板梁荷重传至锅炉钢柱即厂房的钢柱上。锅炉前后各布置一个煤仓间和磨煤

机间。

(7) 电气除尘器支撑在 38.5 m 的大梁上, 送风

机、吸风机和一次风机布置在电气除尘器下的引风机间内。除尘设计效率为 98.6%。



盘山发电厂总平面布置图

一期及公用建筑:

1—汽机房; 2—锅炉房; 3—电除尘器; 4—电控楼; 5—烟囱; 6—煤场; 7—翻车机; 8—燃油区; 9—化学车间; 10—500kV 升压站; 11—灰库区; 12—循环水泵房; 13—冷却塔

二期建筑:

14—汽机房; 15—锅炉; 16—集控楼; 17—电除尘器; 18—烟囱; 19—煤场; 20—化学车间; 21—灰库区; 22—循环水泵房; 23—冷却塔

1998 年电厂实际发电煤耗率为 327 g/(kW·h), 供电煤耗率为 348 g/(kW·h)。

二期工程 二期工程扩建 2 台 600 MW 国产燃煤发电机组, 预计于 2002 年投入运行。机组主要设备:

(1) 锅炉: 哈尔滨锅炉厂生产, 强制循环汽包炉,

最大连续蒸发量: 2023 t/h, 蒸汽参数: 17.6 MPa/540℃/540℃。锅炉设计效率为 93.7%。

(2) 汽轮机: 哈尔滨汽轮机厂生产, 额定功率: 600 MW, 蒸汽参数: 16.7 MPa/537℃/537℃。汽轮机设计热耗为 7885.1 kJ/(kW·h)。

(3) 发电机：哈尔滨电机厂生产。额定容量：667 MV·A，额定功率因数：0.9，额定电压：20 kV。

(4) 每台机组设两台 50% 容量的汽动给水泵及一台 30% 容量的电动调速给水泵，采用八级回热，包括三台高压加热器，一台除氧器，四台低压加热器。

(5) 制粉系统采用正压一次风机中速磨直吹系统。

(6) 锅炉底渣经刮板捞渣机送脱水仓脱水后装车外运。干灰系统将干灰送至灰库，经调湿后，用汽车运至已建成的储灰场碾压或运至用户综合利用。

(7) 采用二次循环冷却系统，冷却塔面积为 8000 m²。

(8) 本期工程设计煤种准格尔煤，采用 2 台翻车机卸煤。

(9) 新增一回 500kV 线路接入天津滨海 500 kV 变电所。

一、二期主厂房脱开布置，脱开距离 46 m。A 列与一期主厂房取齐，预留脱硫场地。

配汽机构

(steam distributing gear) 调节汽门和提升汽门机构的总称。承担分配进入汽轮机蒸汽的任务。

调节汽门 调节汽门类型很多，图 1 所示为常用的球形门、锥形门和带预启阀的调节汽门。球形门通流面积与汽门升程关系呈线性，提升力大，常用于中小型汽轮机。锥形门初始升程通流面积变化缓慢，节流锥脱离阀座后通流面积迅速增加，提升力较大，常用于中小型汽轮机作为第一只开启的调节汽门。在一般调节汽门基础上制成的双座门提升力虽小，但严密性较难保证，一般较少采用。为了克服调节汽门门芯前后压差大，需要较大提升力开启的缺点，大、中型汽轮机上常采用带预启阀的调节汽门，以降低汽门前后压差，减小汽门提升力。汽轮机上常用的调节汽门还有盘形门、凹口门、直流门等（图 2）。盘形门和凹口门气动性能和消振性能均优于球形门，直流门消振性能好，流量特性

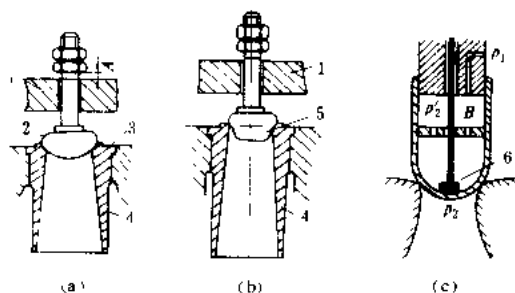


图 1 调节汽门形状示意图

(a) 球形门；(b) 锥形门；(c) 带预启阀的调节汽门

1—提板；2—门芯；3—门座；4—扩压管；

5—节流锥；6—预启门

变化平缓，利于汽轮机的起动和并网，在大型汽轮机和核电汽轮机上应用较多。

汽门提升机构 一般汽轮机有数个调节汽门，油动机借助提升机构

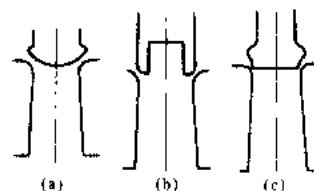


图 2 调节汽门示意图

(a) 盘形门；(b) 凹口门；

(c) 直流门

按规定顺序开闭汽门，调整汽门重叠度，实现平稳线性的流量特性，以及实现节流调节或喷嘴调节进汽方式。提升机构有提板式、凸轮式和杠杆式（图 3），提板式提升机构的调节汽门开启顺序，是由调节汽门门杆上螺帽的位置决定的，汽门的关闭依靠门芯的重力和蒸汽作用力。这种提升机构简单，多用在中低压参数的小机组上；凸轮式提升机构借助连杆系统和齿轮轴

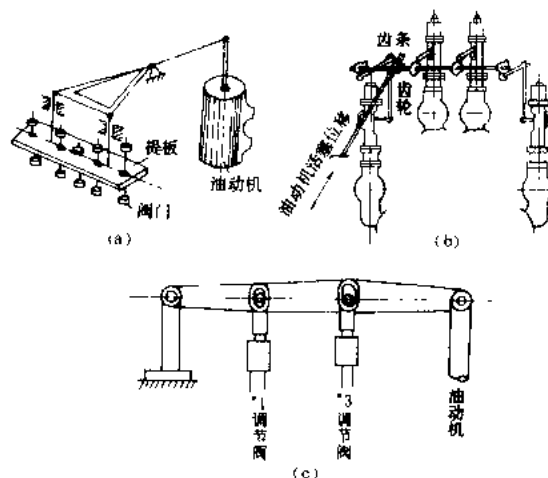


图 3 调节汽门提升机构

(a) 提板式；(b) 凸轮式；(c) 杠杆式

转动，以各自凸轮的型线变化来控制各汽门的开度，汽门可依靠弹簧关闭。能获得平稳的流量特性，但安装调试较为复杂；杠杆提升机构是采用调节汽门由杠杆与油动机相连，杠杆上开有长孔，用以控制各汽门的开启顺序，汽门可依靠弹簧力关闭。安装调试方便，但油动机的工作环境温度较高。在现代大功率汽轮机电液调节系统中，由于采用电凸轮设计，可取得更加平稳、线性的流量特性，并多采用每个调节汽门自带一台油动机，便于变换节流、喷嘴进汽调节方式，实现阀门管理功能。

喷管

(nozzle) 使流体增速的变截面流道。压差是促使流体流动的先决条件，但是只有压差的存在



还不足以保证有效发挥其加速作用,需要一个特殊形状的通道,即喷管,以保证流体按一定流线发生状态变化,减少流动中的不可逆性,达到高效能量转换。

渐缩喷管与缩放喷管 控制通道截面变化规律的依据是能量方程、连续方程和流体的状态方程。

根据能量方程,在对外不做功的绝热流动中,流动速度的增加,依靠的是焓的降低和与之相应的压力的降低。在稳定的不可压缩流体的流动中,流体的密度在任何截面上都是保持不变的,按连续方程的要求,流体的流速与通道截面具有非常简单的关系,即截面减小时流速增加,反之亦然。但是在可压缩流体的流动中,流体流速和流体密度是同时变化的,前者增加,后者减小,二者对通道截面大小的要求是相反的。当流速较低时,密度受压力的影响较小,接近于不可压缩流体,这时,为了增加流速就必须使通道截面逐渐收缩。截面逐渐收缩的通道就称为渐缩喷管。理论上可以证明,对于等熵流动,当流速达到流体在当地的音速后,速度的继续增加将导致密度的更快减小,这时必须使通道截面逐渐增大,才能保证流速进一步增加。这后一段喷管,叫做渐扩喷管。

在同一截面上,流体流速 c 与音速 a 的比值叫做马赫数,即 $M = c/a$ 。根据上述可知,对于不可压缩流体或马赫数小于 1 范围内的可压缩流体,为了增加流动速度,只需使用渐缩喷管。如果可压缩流体初始马赫数大于 1,那末为了继续加速,除了压差条件外,还需要使用渐扩喷管。为了在足够的压差下使可压缩流体,从静止或从亚音速增至超音速,则喷管的截面沿流动方向应是先缩后扩,这种喷管叫做缩放喷管,也称拉瓦尔喷管。渐缩段和渐扩段的交界截面叫做喉部截面,等熵流动在这个截面上达到音速,即马赫数达到 1。

临界参数 在水平通道内不做功的绝热流动中,流体动能与其焓之和为一常数,随着流体流速的降低,焓值升高,在流速为零时,其焓达到最大值,称为滞止焓。如果流体减速是在等熵条件下进行的,当流速减至为零时的所有状态参数都叫做滞止参数,如滞止压力、滞止温度等。

在喷管流动中,马赫数等于 1 的截面叫做临界截面,在临界截面上的流速叫做临界流速,在临界截面上的压力与滞止压力之比,叫做临界压力比。例如,空气的临界压力比和水蒸气的临界压力比分别约为 0.528 和 0.546。临界压力比是一个很重要的数值。如果流体初速为零,且终压与初压之比大于临界压力比,那末就只需使用渐缩喷管,同时在喷管出口处获得亚音速气流;若终压与初压之比小于临界压力比,则需使用缩放喷管,才有获得超音速气流的可能。

喷管中的流速 对于绝热喷管,喷管中流体动能

的增加等于其焓值的降低,据此就可以算得喷管出口处流体的流速。但在终压与初压之比(压比)给定的条件下,只有等熵流动焓降才最大,相应的流速也最高。一般,由于喷管的不完善性,达不到此理想流速。实际流速与理想流速之比,叫做喷管的速度系数,其值一般在 0.93~0.99 之间。

在喷管条件给定的情况下,压比的变化将改变流体的流速。设有一个无斜切部的渐缩喷管,流体在入口处的速度、压力、温度等一定,那末随着终压的降低,其出口流速必然升高。不过,当出口的马赫数达到 1 时,继续降低终压,流速将不再升高。换言之,渐缩喷管出口的最高速度就是出口截面的音速。

如为无斜切的缩放喷管,入口流速、压力、温度不变而终压从设计值降低,喷管出口截面的流速将不受影响。反之,若终压从设计值升高,那么只要升高值不多,也不会影响到喷管出口处的流速。不过若升高到一定程度,则将在喷管出口截面附近处形成冲波,并随着压比的进一步升高,冲波逐渐移至喷管的内部截面,从而使喷管出口截面的流速降低。

喷管的流量 对于渐缩喷管,保持初始压力不变,降低压比将使其流量升高,乃至达到临界压力比,流量达到该初压下的最大值,进一步降低压比,流量不会继续升高。

对于缩放喷管,在初始压力给定的条件下,当压比低于设计值时,压比的降低不会使流量升高,压比略高于设计值,也不会影响流量,只有当压比比设计值高出很多,致使冲波面波及到喷管喉部时,流量才开始降低。

penshui jianwenqi

喷水减温器 (spray type desuperheater)

将水直接喷入过热蒸汽中进行减温的装置。因喷入的水直接与蒸汽混合,故对水质要求较高。给水品质好的锅炉,可直接用给水作为减温水;对给水品质较差的锅炉,可用自制冷凝水作为减温水。再热蒸汽减温水由给水泵中间级抽取。

喷水减温器要求对水有较好的雾化性能,易于调节控制,结构简单和运行可靠。为了避免喷入的水滴与管壁接触引起热应力而产生疲劳破坏,在减温器内装有保护套管,其长度应大于水滴蒸发段的长度,一般为 3~5 m。

喷水减温器按喷头的结构型式主要有文丘里式、旋涡式和笛形管式等。

文丘里式喷水减温器(图 1) 采用文丘里喷管可以增加喷水与蒸汽的压差,扩大调温范围,常用于自制冷凝水喷水减温系统。文丘里喷管喉口处布置多排

~5 的小孔,喷射水速通常为 1~5 m/s,也可大于 10 m/s。喷管喉口处蒸汽流速为 60~80 m/s,以利于喷水的雾化。这种减温器喉口处水室内外壁温差多变,易造成水室疲劳破坏,故不宜用于给水喷水的减温系统。

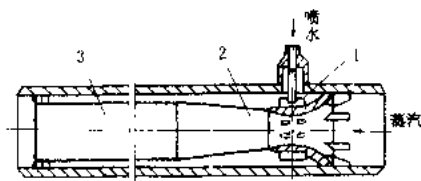


图1 文丘里式喷水减温器

1—水室; 2—文丘里喷管; 3—混合管

旋涡式喷水减温器(图2) 这种减温器雾化质量较好,减温幅度较大。旋涡式喷嘴以悬臂的方式悬挂在减温器中,喷嘴在高速蒸汽流横向绕流冲刷下,在其背面产生卡门涡流,若卡门涡流的激振频率 f_k 与喷嘴的固有振动频率 f_n 重合,即 $f_k/f_n=1$ 时,即发生共振,致使喷嘴断裂而损坏。设计时应控制 $f_k/f_n \leq 0.75$ 。这种减温器已很少采用。

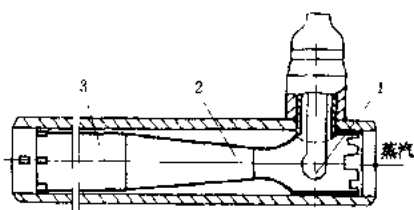


图2 旋涡式喷水减温器

1—旋涡式喷嘴; 2—文丘里喷管; 3—混合管

笛形管式喷水减温器(图3) 喷孔直径为 5~7 mm,喷水速度为 3~5 m/s。喷管上下两端固定,稳定性较好。这种减温器结构简单,制造维修方便,广泛用于各种型式的锅炉中。



图3 笛形管式喷水减温器

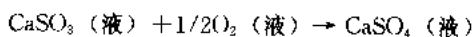
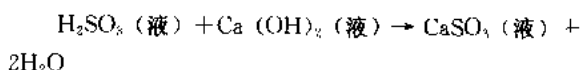
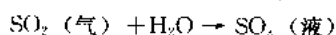
1—笛形喷管; 2—直混合管

penwu ganzao fa yangqi tuoliu

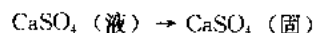
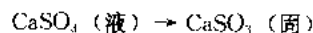
喷雾干燥法烟气脱硫 (spray dryer flue gas desulfurization) 烟气与被喷成雾状的石灰浆液在干燥吸收塔内进行反应的脱硫工艺。该法属干法脱

硫工艺。因添加的吸收剂呈湿态,而脱硫产物呈干态,也被称为半干法。在钙硫摩尔比 1.2~1.5 时,脱硫率可达 75%~85%,脱硫产物为 CaSO_4 、 CaSO_3 、未反应完的 CaO 和飞灰等混合物。此法适用于处理低、中硫煤的烟气。该法的优点是,系统简单、运行可靠、投资低、能耗小,脱硫产物呈干粉状,无废水排放。缺点是,要用石灰而不是石灰石作吸收剂、干燥吸收塔内壁易结垢、雾化装置易磨损或堵塞,脱硫灰渣难以利用。

基本原理 未经除尘或已经除尘的烟气与喷成雾状的石灰浆液在干燥吸收塔内混合接触后,吸收剂开始蒸发,烟气冷却并增湿。其化学反应如下:



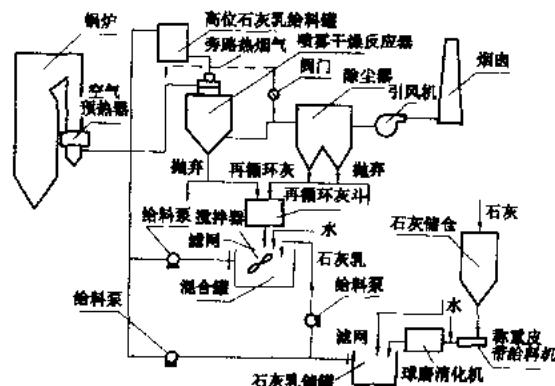
液滴中过饱和的亚硫酸钙和硫酸钙沉淀析出,成为固体亚硫酸钙和硫酸钙。



液滴蒸发基本完成后,液相反应停止,但气、固两相反应仍在进行。未反应的石灰粉粒在残余水分作用下继续与二氧化硫反应。这一反应甚至在除尘器内仍在进行。因此,装在喷雾干燥塔后的除尘器,尤其是袋式除尘器,也具有一定的脱硫效果。上述反应要求液滴的干燥不能过快,否则将导致液相反应时间缩短而明显降低脱硫率,但也不能过慢,否则将导致液滴撞到塔壁而发生沉积,降低吸收塔利用率。影响液滴干燥时间的主要因素为液滴大小、液滴含水量和趋近饱和温度的程度,即高于烟气露点温度的差值(Δt)。一般控制 Δt 为 10~14℃。

工艺流程 喷雾干燥脱硫系统由石灰浆制备和输送、喷雾干燥吸收塔、灰渣再循环等部分组成,见图。

石灰浆制备 喷雾干燥脱硫工艺要求采用高质量



石灰浆喷雾干燥法流程

石灰,美国规定,其有效氧化钙含量应不低于90%,且反应活性要高。通常,石灰经加水消化,制成含固量为17%~23%的浆液,经振荡筛(网眼直径1.5 mm)或重力分离器进一步去除浆液中固体杂质,供喷雾用。

喷雾干燥吸收塔 喷雾干燥塔的关键设备是雾化器,雾化器可分两种类型,一种为离心雾化器,浆液通过高速旋转的雾化轮,雾化成100~200 μm的细小液滴;另一种采用多只空气雾化喷嘴,也称双流体喷嘴,雾化能量由490~630 kPa压缩空气提供,高压空气将吸收浆击碎成微细液滴。两种雾化器的吸收塔结构也不尽相同,装雾化轮的干燥吸收塔筒体一般设计成上部柱状,高径比为0.7~0.9,下部锥体结构,烟气在筒体内的滞留时间约为10s,筒体的顶部装有烟气入口分布板和雾化器。装有空气雾化喷嘴的吸收塔柱体部分相对较长,高径比在1.5~2.0范围内(不包括锥体高度)。离心雾化器制造复杂,投资大,而空气雾化喷嘴制造简单,投资省,便于检修,但能耗大。一般处理烟气流速大于75 m³/s时,采用离心雾化吸收干燥塔;而处理小容量烟气,则采用空气雾化喷嘴型干燥吸收塔。经脱硫后的烟气进入除尘器。

灰渣再循环 将除尘器收集的部分飞灰和干燥吸收塔底部排出的部分渣再返入混合罐中,与新鲜石灰混合后进入雾化器,再循环灰渣与新鲜石灰的重量比一般为2:1~5:1。采用灰渣再循环系统,一般可提高10%左右的脱硫率。

历史与发展 早在20世纪70年代末,许多国家就开始对喷雾干燥法烟气脱硫工艺进行工业示范试验,并推广应用。至1991年底,全世界共装喷雾干燥脱硫装置118套,相当于15383MW机组容量。最大的喷雾干燥设备装在美国Laramie River电厂的3号机组(586MW)上,于1988年投入运行。中国在四川白马电厂首次建成了处理烟气流速为70000 Nm³/h的旋转喷雾工业性试验装置,于1991年投入运行。该电厂燃煤含硫量3%~4%,采用60%~70%纯度的石灰,添加有机酸及其盐类,在Ca/S摩尔比为1.4时,脱硫率达82%。近十年来,喷雾干燥法在工艺结构上无多大发展,而主要致力于提高吸收剂利用率的研究,采用的措施有灰渣再循环,利用无机或有机添加剂等。

1. 5. 2. 1 喷嘴调节

喷嘴调节 (nozzle governing) 见进汽调节方式

1. 5. 2. 2 疲劳

疲劳 (fatigue) 材料或构件在长期交变载荷持续作用下产生裂纹,直至失效或断裂的现象。其特点

是破坏应力远低于材料在单向拉伸下的断裂应力,而且疲劳断裂时不产生明显的宏观塑性变形,易造成灾难性的事故。在机械、动力、宇航等工程中,约有50%~90%的构件失效归咎于疲劳。

远在1829年,德国人J. 阿尔伯特(J. Albert)就对矿山卷扬机的疲劳断裂进行了试验研究。1839年法国人J. V. 蓬斯莱(J. V. Poncelet)在巴黎大学讲课时首次用金属疲劳这一概念。1852年德国人A. 沃勒(A. Wöhler)为解决机车车辆部件的疲劳断裂,首次对钢铁材料进行了较系统的旋转弯曲疲劳试验。

循环应力的类型和基本参数 交变载荷在材料或构件中产生循环应力,图1中给出了几种典型的循环应力变化规律。图中 σ_{\max} 和 σ_{\min} 是循环应力的最大、最小代数数; $\sigma_m = (\sigma_{\max} + \sigma_{\min})/2$ 为平均应力; $\sigma_a = (\sigma_{\max} - \sigma_{\min})/2$ 为应力幅; $R = \sigma_{\min}/\sigma_{\max}$ 为应力比,也叫循环特征系数。当 $R = -1$ 时为对称循环, $R = 0$ 时为脉动循环, $1 > R > -1$ 时称非对称循环。应力循环的概念同样适用于应变循环,只需把 σ 改为应变 ϵ 即可。

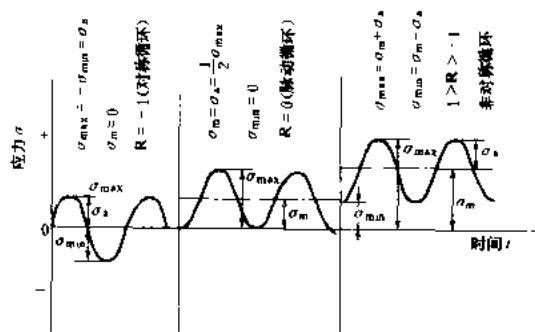


图1 几种典型的循环应力类型

疲劳曲线 ($\sigma-N$ 曲线)反映加载应力幅度和材料失效周次关系的曲线。可用一组相同的标准样品,在不同的应力幅下进行疲劳试验,然后将 σ_a 与对应的失效循环数 N_f 在单对数或双对数坐标上描点画图,就获得了该材料的 $\sigma-N$ 曲线(图2)。试样经“无数次”循环后不发生疲劳破坏的最大应力叫疲劳极限。疲劳极限的大小与应力比 R 有关,通常用 σ_R 来表示。对于钢材,一般规定 $N_f \geq 10^7$ 次时的应力为疲劳极限;对于铝合金等有色金属,其疲劳曲线无明显水平段,一般规定 $N_f \geq (5 \sim 10) \times 10^6$ 次时的应力为疲劳极限,均称条件疲劳极限。

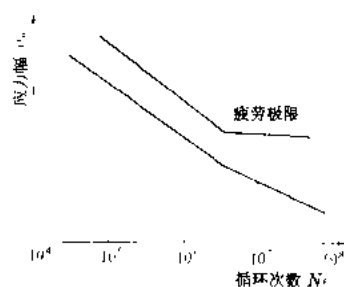


图2 材料的疲劳曲线

材,一般规定 $N_f \geq 10^7$ 次时的应力为疲劳极限;对于铝合金等有色金属,其疲劳曲线无明显水平段,一般规定 $N_f \geq (5 \sim 10) \times 10^6$ 次时的应力为疲劳极限,均称条件疲劳极限。

P - σ - N 曲线 具有某一破坏概率 $P(N)$ 的 σ - N 曲线。在同一应力幅 σ_a 下进行多个样品的疲劳试验, 就会发现失效循环数 N_f 以对数正态函数的形式分布在一个寿命分散带上, 把不同应力幅下相对于失效循环数 N_f 的概率在单对数坐标上描点画线, 就获得了材料的 P - σ - N 曲线(图 3)。在 P - σ - N 曲线上可给出某一应力幅下材料的安全寿命, 可用于构件的有限寿命设计。

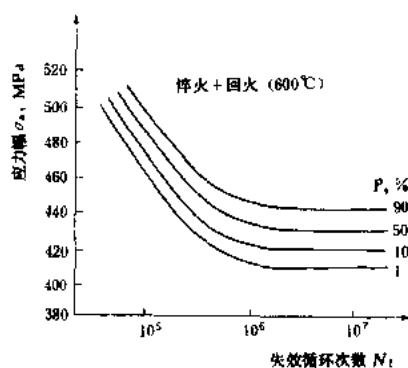


图 3 45 钢的 P - σ - N 曲线

高周疲劳 低应力 [$\sigma_a < \sigma_s$ 甚至 $\sigma_a < \sigma_e$ (σ_s 为屈服强度, σ_e 为弹性极限)], 长寿命 ($N_f > 10^7$) 下的疲劳破坏(如图 2 中 $> 10^5$ 部分)。其破坏特点是突发性, 高度局部性及对缺陷和应力集中的敏感性。高周疲劳的强度判据是疲劳极限, 提高疲劳寿命的主要措施为提高构件的表面强度。

低周疲劳 循环应力接近或超过材料的屈服强度, 失效循环数通常在 10^5 以下(图 2 中 $< 10^5$ 部分), 亦称为应变疲劳或塑性疲劳。低周疲劳试验通常在控制恒应变条件下进行, 材料的应力-应变滞后回线主要由塑性应变产生, 回线的面积表征了在一个循环加载中消耗的不可逆的能量。提高材料低周疲劳寿命的主要措施是改善材料的塑性和韧性。

循环硬化与软化 在控制应变循环下, 应力峰值随循环数的增加而上升, 或在控制应力循环下, 应变幅度随循环数的增加而减少的现象称为循环硬化; 反之则称为循环软化。当材料的 $\sigma_b/\sigma_{0.2} > 1.4$ 时, 发生循环硬化; $\sigma_b/\sigma_{0.2} < 1.2$, 发生循环软化; σ_b 和 $\sigma_{0.2}$ 各为抗拉强度和屈服强度。

疲劳裂纹的萌生和扩展 在循环加载中, 首先在多晶体材料中处于最大切应力的晶粒表面诸如滑移带等处萌生疲劳裂纹, 在随后的循环加载过程中开始长大扩展。裂纹扩展的第一阶段, 疲劳裂纹扩展沿具有最大切应力的滑移面长大(晶体学扩展)。第二阶段沿着垂直于最大正应力的方向扩展(非晶体学扩展)(图 4)。疲劳断口形成三个区即疲劳源、裂纹扩展区(具有

疲劳特点的同心弧线贝壳状花样, 每一弧线为应力交变所造成的裂纹扩展前沿线)和最后静断区。

疲劳裂纹扩展速度 da/dN 与交变应力强度因子范围 ΔK 的关系可用帕里斯(Paris)公式来描述, 即 $da/dN = A(\Delta K)^n$, 其中 A , n 为材料常数。

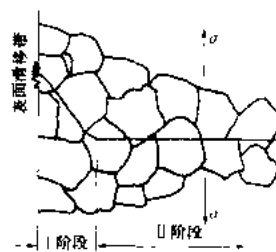


图 4 疲劳裂纹萌生与扩展示意图

火电机组的疲劳现象 火电机组中有许多构件在运行中伴

随着疲劳载荷, 如高速旋转的汽轮机转子、叶轮、叶片、透平发电机转子以及高温螺栓等。由于承受交变的弯曲应力、扭转应力或热应力、异常的振动等, 会导致这些构件的薄弱部位产生疲劳裂纹。机组在起、停、调峰运行工况下, 这些构件还得叠加上由于起、停在应力集中处使局部交变应力过大而造成低周疲劳。锅筒、管道及管件等亦会产生由于起、停和调峰运行引起的低周疲劳。为了保障火电机组的安全运行, 尚需进一步开展火电机组构件疲劳寿命的研究。

参考书目

- 徐源, 疲劳强度设计, 北京: 机械工业出版社, 1981
- Fuchs H O and Stephens R L. Metal Fatigue in engineering. A Wiley-Interscience Publication. New York: John Wiley & Sons, 1980

马应林, 疲劳腐蚀交互作用

(interaction between fatigue and corrosion) 构件在腐蚀介质和交变应力的作用下, 疲劳与腐蚀同时产生, 互相影响并联合作用而产生的损伤和破坏现象, 又称疲劳环境交互作用。

腐蚀介质可使金属材料的疲劳强度降低。例如含碳 0.16% 的退火低碳钢, 在空气、水和盐水中的循环周次为 10^7 次的疲劳极限依次分别为 175, 116, 34 MPa。可以看出, 在盐水中低碳钢的疲劳极限约为空气中的 1/5。这种显著的降低是盐水的有害腐蚀作用所致。

通常可简单地认为, 金属材料在交变应力作用下其疲劳裂纹从表面萌生; 而腐蚀会使部件表面形成腐蚀坑, 成为应力集中的源。在无交变应力存在时, 腐蚀坑表面会形成一层钝化膜而减缓腐蚀的继续进行速度。但在有交变应力存在时, 钝化膜很快被交变应力破坏, 导致腐蚀进一步加速, 腐蚀坑处的应力集中又加速了疲劳损伤的萌生和裂纹的扩展。这种互相促进的联合作用, 使疲劳裂纹不断加速扩展, 最后导致断裂。因

此,在疲劳腐蚀同时作用时,其损伤速度往往会比二者分别作用为大。

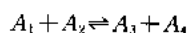
近年来,某些大容量锅炉水冷壁管因发生疲劳腐蚀损伤而失效的事例逐渐增多。因此疲劳腐蚀现象应引起充分的注意。

疲劳腐蚀交互作用的机理十分复杂,且目前尚无统一的认识。日益深入的研究正在使疲劳腐蚀交互作用,逐渐成为一个重要的分支学科。

pingheng changshu

平衡常数 (equilibrium constant) 化学平衡的定量标志,其数值取决于具体的反应及反应时的温度,可由实验或计算确定。

判断反应速度大小的一个重要定律是质量作用定律。所谓反应速度,是指单位时间内由于化学反应而造成的反应物质浓度变化的速度。质量作用定律指出,在一定温度下,化学反应的速度与发生反应的所有反应物的浓度的乘积成正比。设某一化学反应的反应式为



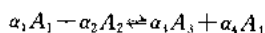
式中 A_1 、 A_2 为正反应的反应物; A_3 、 A_4 为逆反应的反应物。根据质量作用定律,正反应的反应速度可表示为

$$w_1 = k_1 C_1 C_2$$

式中 k_1 为比例常数,称为反应速度常数; C_j 为单位容积中物质 j 的摩尔数,代表物质 j 的浓度。与此相似,逆反应的反应速度

$$w_2 = k_2 C_3 C_4$$

如果化学反应方程式的形式为



则质量作用定律可表示为

$$W_1 = k_1 C_1^{\alpha_1} C_2^{\alpha_2}$$

$$W_2 = k_2 C_3^{\alpha_3} C_4^{\alpha_4}$$

当正反应速度 w_1 和逆反应速度 w_2 相等时达到化学平衡。此时

$$k_1 C_1^{\alpha_1} C_2^{\alpha_2} = k_2 C_3^{\alpha_3} C_4^{\alpha_4}$$

我们称比值

$$K_c = \frac{k_1}{k_2} = \frac{C_3^{\alpha_3} C_4^{\alpha_4}}{C_1^{\alpha_1} C_2^{\alpha_2}}$$

为平衡常数,其中,各种物质的浓度 C_1 、 C_2 、 C_3 、 C_4 均指达到平衡时的浓度值。

在给定的温度下,对于任一理想气体化学反应具有确定的平衡常数,它只是温度的函数。平衡常数的数值越高,表示反应进行得越完全。

对于理想气体组成的化学反应系统,平衡常数可以用各气体的分压 p_j 表示为

$$K_p = \frac{p_3^{\alpha_3} p_4^{\alpha_4}}{p_1^{\alpha_1} p_2^{\alpha_2}}$$

此外,根据理想气体状态方程,参与反应的气体的浓度可以表示为 $C_j = N_j/V = p_j/\mu RT$, 所以平衡常数也可以表示为

$$K_c = K_p (\mu RT)^{-\Delta N}$$

式中 μR 表示通用气体常数; ΔN 表示反应前后生成物的摩尔数与反应物的摩尔数之差。上式表明了平衡常数的两种形式 K_c 和 K_p 之间的关系。

pingheng pan

平衡盘 (balance piston) 在反动式汽轮机中,设置在调节级叶轮与前轴封之间用以平衡转子轴向推力的等直径的凸起台阶。平衡盘上作用的轴向推力为逆汽流方向,可以平衡掉转子上一部分顺汽流方向的轴向推力,以减少推力轴承上的载荷。

$$T = \frac{\pi}{4} (D_{dp}^2 - D_c^2) p_c - \frac{\pi}{4} (D_{dp}^2 - D_p^2) p_E$$

设调节级汽室处压力为 p_c , 转子直径为 D_c ; 高压缸排汽压力为 p_E ; 前轴封处转子直径为 D_p , 则由于采用平衡盘所产生的负推力 T 为:

因此,平衡盘的直径为 D_{dp} 与所需要的负推力 T 直接有关。

Pingwei Fadianchang

平圩发电厂 (Pingwei Power Plant) 位于重要煤炭基地安徽省淮南市的淮河北岸,处于东西向的淮河水路、南北向的阜阳—合肥铁路、与淮南到潘集煤矿公路的交叉点上。平圩发电厂第一期工程安装 2 台引进型 600 MW 汽轮发电机组,于 1984 年 9 月 25 日开工,第一台机组于 1988 年 12 月并网发电,1989 年 11 月移交试生产,标志着中国制造的第一台 600 MW 火电机组胜利建成。2 号机于 1992 年 7 月并网发电,于 12 月移交试生产。电厂设计规模为 4 台 600 MW 机组。电厂外貌参见彩图插页第 2 页 3 图。

平圩发电厂 600 MW 机组主设备系引进美国技术,在哈尔滨锅炉厂、哈尔滨汽轮机厂和哈尔滨电机厂制造。锅炉按燃烧工程 (CE) 公司技术制造,汽轮机和发电机按西屋 (WH) 公司技术制造,主蒸汽压力 16.67 MPa,主蒸汽和再热蒸汽温度为 537/537℃,汽轮机设计热耗 8005 kJ/(kW·h),发电机水氢氢冷却,并采用同轴无刷励磁系统。锅炉为辅助循环锅筒锅炉,出力 2008 t/h,蒸汽参数 18.29 MPa、540/540℃,可满足汽轮机长期超压 5% 连续运行要求,锅炉设计效率 92.2% (按低位发热量计算)。电厂热力系统为 8 级加热,包括 3 台引进福斯特惠勒 (FW) 公司技术生产的高压加热器。锅炉给水泵采用 2 台容量为 50% 的汽动给水泵和 1 台 25% 的电动启动备用给水泵。燃烧系

统采用 RP 型中速磨煤机直吹式系统。电厂自动化设备有美国福克斯波罗 (Foxboro) 公司的 FOX-1/A 型监控计算机系统和协调控制系统, 西屋公司的数字式电液调节系统, 燃烧工程公司的炉膛安全监控系统等四大系统。此外, 绝大部分辅助控制系统均采用程序控制, 如凝结水精处理、补给水除盐、输煤、除灰、除渣、废水处理系统均采用可编程逻辑控制器 (PLC)。

电厂有较好的环境保护措施。电气除尘器除尘效率 99% 以上, 并设有烟气监测系统。灰渣采用飞灰和炉渣分除系统, 飞灰由正压空气系统输送至灰库集中, 水力输送到灰场。电厂设有完善的消防设施, 有火灾监测、报警系统, 并可自动启动消防系统。

电厂采用炉机电单元集中控制方式。集中控制室位于两炉之间, 运行人员可在控制室实现单元机组的起、停, 正常运行及事故处理。500 kV 升压站的控制屏亦设在单元控制室进行集中控制。

电厂设计供电煤耗率为 321 g/(kW·h), 实际运行成绩见附表。

平圩发电厂 (1990~1998) 年 1、2 号机组运行情况

年 度	可用系数 (%)		运行小时 (h)		供电煤耗率 g/(kW·h)	
	1 号	2 号	1 号	2 号	1 号	2 号
1990	60.14	—	5187.85	—	359	—
1991	66.26	—	5797.23	—	361	—
1992	80.40	12.10	7002.42	473.48	356	357
1993	80.23	58.51	6921.89	5106.83	356	371
1994	76.92	64.99	6408.23	5436.04	357	360
1995	85.17	79.90	6763.98	6167.88	354	355
1996	83.13	76.47	7251.39	6594.25	351	354
1997	90.73	83.28	7783.93	7074.08	350	351
1998	89.10	75.04	7264.96	4646.31	346	349

Puertoollano IGCC shifan dianchang

普埃托拉诺 IGCC 示范电厂 (Puertollano IGCC demonstration power plant) 位于西班牙中部, 马德里以南约 200 km 处, 是由欧盟参与组织和实施的示范项目。

建设概况 1992 年 4 月西班牙成立总部设在马德里的埃尔柯格斯 (Elcogas S. A.) 合资股份公司, 作为业主承担示范机组的建设、管理和运行。股份主要来自西班牙、法国、葡萄牙、意大利、英国等国的六家公司, 其余股份来自设备供应商。欧盟在 Thermie 计划中资助该示范项目 5000 万欧元。电厂建成价 2900 美元/kW, 含建设期利息。1994 年 4 月开工, 1997 年开始调试。

设计指标 设计燃料为各 50% 的当地高灰分煤 (灰分 47.1%) 和高硫石油焦 (含硫 5.4%) 的混合物。厂址附近有一露天煤矿, 煤可直接运送到厂, 石油焦来自 1 km 外的 REPSOL 炼油厂。机组毛功率 335 MW, 其中燃气轮机 200 MW, 汽轮机 135 MW, 净功率 300 MW, 厂用电耗率 10.45%, 净热效率 45%。在 6% 含氧量的条件下 SO_2 排放 $< 23 \text{ mg/m}^3$, NO_x 排放 $< 150 \text{ mg/m}^3$ 。

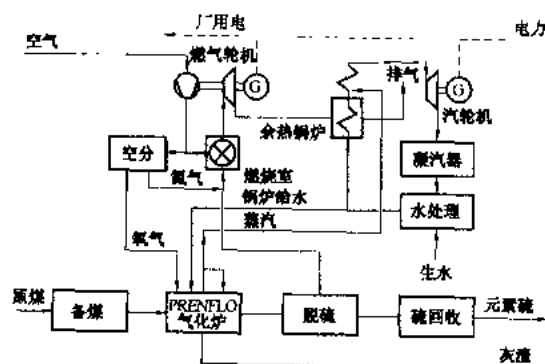
热力系统和工作过程 采用高度整体化的热力系统, 以提高整体效率。工作流程如图所示。

气化系统 采用德国克虏伯—柯勃斯 (Krupp-Koppers) 公司开发的普瑞佛罗 (Prenflo) 气化炉, 与壳牌 (Shell) 气化炉相似, 也属于干粉加料、液态排渣、氧气气化的加压气流床气化技术。单炉容量 2640 t/d, 燃料通过两列并联的磨煤和干燥系统, 制备成干粉, 其中 75% 的颗粒小于 $100 \mu\text{m}$, 含水量低于 2%。根据灰熔点要求加入适量石灰石, 以降低液态渣的黏性。经一系列锁斗的作用, 煤粉在比气化炉压力约高出 0.5

MPa 的条件下, 通过四个水平布置的喷嘴与纯度 85% 的氧气和水蒸气一起进入气化炉炉膛。供氧量应根据煤质和炉膛温度来确定。气化压力 2.5 MPa, 煤气主要成分为 CO 、 H_2 、 CO_2 和水蒸气。燃料中的硫转化为 H_2S 和 COS 。粗煤气热值 10.6 MJ/Nm^3 。炉膛出口煤气温度约为 1500°C , 以确保灰渣处于熔融状态。

气化炉外部为钢制耐压壳体, 内部采用水冷壁结构, 外径 5.6 m, 连同第一级煤

气冷却器总高 52 m。生成的煤气由炉膛上部排除, 一股经净化的低温煤气引到炉膛出口处, 将高温煤气急



普埃托拉诺 IGCC 示范电厂工作流程图

冷到约 900℃, 防止煤气中的熔融渣粘在煤气冷却器的管壁上。煤气由中心管道引出, 送往对流式煤气冷却器, 继续冷却到约 240℃。在水冷壁和煤气冷却器中产生 12.6 MPa 和 3.7 MPa 的饱和蒸汽, 再经余热锅炉过热后送往汽轮机。液态渣沿水冷壁向下流动, 进入气化炉底部水室淬冷并形成颗粒状渣, 再由排渣漏斗排出。

煤气净化系统 冷却后煤气首先通过两个陶瓷管式过滤器, 收集的飞灰经过一个锁斗系统, 送回到气化炉的两个喷嘴, 实现飞灰再循环, 以提高碳转化率。然后煤气通过水洗塔装置进一步除尘并清除其中的氯化物和碱金属化合物。该厂采用常温 MDEA 湿法脱硫, 煤气先经过水解器, 把 COS 分解成 H_2S 和 CO 。采用甲基二乙醇胺为吸收剂, 在吸收塔中吸收煤气中的 H_2S 和部分 CO_2 , 然后在再生塔中释放, 分离出来的 H_2S 和 CO_2 被送到 Claus 装置中去处理, 生成元素硫, 吸收剂经再生后可重复使用。净化后的煤气再经过水蒸气饱和、氮气稀释和加热, 送往燃气轮机燃烧室的煤气温度约为 300℃, 压力为 2.1 MPa, 低位发热量约为 4.24 MJ/kg。送往燃气轮机的合成煤气成分(容积%): H_2 10.67%, CO 29.24%, CO_2 1.89%, N_2 53.08%, CH_4 0.005%, Ar 0.62%, H_2O 4.18%, O_2 0.25%。

空分系统 采用 100% 整体化空分系统, 空分所需空气完全从燃气轮机压气机的出口抽取。空分设备由法国 L'Air Liquide 公司供应, 采用深度冷冻的方法分离空气来制备氧气和氮气。85% 纯度的氧气用于气化, 99.9% 纯度的氮气用于燃料气力输送, 较低纯度的氮气用来稀释煤气, 以减少 NO_x 的生成。

联合循环 配置一台德国西门子公司 V94.3 型燃气轮机、一台巴布科克(Babcock)公司的强制循环三压余热锅炉、一台西门子公司双缸再热式汽轮机。燃气轮机可燃用天然气或合成煤气, 燃气的总平均初温 $t_{iso}=1120^\circ C$ 。两个水平布置的筒形燃烧室, 各配置 8 个喷嘴。余热锅炉用来回收燃气轮机排气的余热, 产生高、中、低三个压力等级的蒸汽。汽轮机高压缸排汽在余热锅炉中再热, 由气化炉和煤气冷却器产生的蒸汽也在余热锅炉中加热成过热蒸汽。

调试情况 1996 年 4 月开始燃用天然气试运行, 截止到 1998 年 8 月累计约 9000 h。燃气轮机和汽轮机出力分别达 223 MW 和 98 MW。1997 年 1~7 月进行了空分装置的调试和性能试验, 其后进行气化炉和整机调试。1998 年 4~8 月气化炉累计运行 198 h, 最长连续运行 25 h, 燃气轮机用合成煤气累计运行约 40 h, 最大出力达 75%。由于 V94.3 燃气轮机燃用合成煤气时的震荡燃烧问题, 西门子公司正根据在荷兰比赫讷

姆(Buggenum) IGCC 示范电站中, V94.2 燃气轮机用合成煤气时遇到的问题和改进经验, 对燃烧室进行改进。

DUCH CHUOTUO

曝气-吹脱 (aeration-stripping) 利用空气与水充分接触, 使水中分散气体和挥发性物质逸出水体, 同时利用空气中的氧气氧化水中还原性物质的水处理工艺。水源受到较严重的有机物污染, 在通常的混凝处理过程中产生大量泡沫, 严重影响出水水质时, 此工艺可作为一种前处理措施。

在火力发电厂的水处理中, 常用的曝气方式有两种: 一种是利用物理作用, 使水中的气体杂质的含量与该种气体在空气中的含量达到平衡; 另一种是利用空气中的氧气与水体的某些杂质成分发生氧化反应, 改变其性质, 达到去除杂质的目的。根据亨利定律, 在平衡状态下, 水中各气体的含量与该气体的分压成正比, 因此可用通入该组分分压小的气体的方法, 降低水中溶解的该组分气体的含量。在适当的 pH 范围内, 水中低价金属离子与空气中的氧充分接触时, 能被氧化成高价离子而沉淀下来。

当水源受到较严重的有机物污染时, 水体可能处于不同程度的缺氧状态, 水中溶解和分散着大量的 CO_2 、 CO 、 CH_4 等气体和其他易挥发性物质。这些杂质在通常的混凝处理过程中逐渐析出, 导致在澄清器(池)中产生大量泡沫, 絮凝体(矾花)不易下沉甚至上浮, 严重影响出水质量。原水先经过曝气-吹脱装置, 使水在短时间内与空气充分接触, 水中分散气体逸出, 从而可避免混凝处理过程中泡沫的危害。同时, 当水中含有较多的 Fe^{2+} 、 Mn^{2+} 等还原性杂质时, 通过曝气-吹脱, 可被空气中的氧气氧化成 Fe^{3+} 、 Mn^{3+} , 进而形成 $Fe(OH)_3$ 和 MnO_2 固体, 从而被沉淀去除。

曝气-吹脱的效果与水与空气的接触面积和接触时间有关。因此使水形成薄膜或水滴状, 可增加接触面积、气体逸出所需要的接触时间。曝气-吹脱装置的种类很多, 火力发电厂常用的主要有水滴型和填料塔型两种。

水滴型曝气-吹脱 用喷嘴或雾化喷头将水喷成细小水滴, 自上而下降落(或向上喷再降落)与空气接

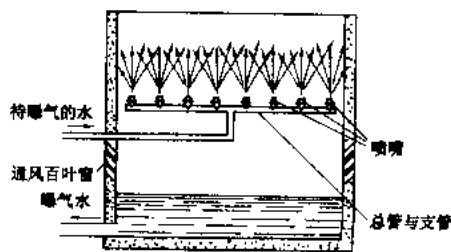


图1 水滴式曝气-吹脱装置

触，达到曝气-吹脱的目的，见图1。

填料塔型曝气-吹脱 将水自上而下地喷淋到填料塔上中部的填料层上，水在填料表面形成水膜，水膜向下流动过程中与空气接触，达到曝气-吹脱的目的，见图2。塔中填料可以是塑料波纹板、塑料多面球，也可以采用焦炭或火山石等多孔材料。填料塔的通风形式有自然通风和机械通风两种。我国东北地区某电厂采用自然通风填料塔式曝气-吹脱工艺处理原水（作为混凝处理的前处理）。填料为塑料波纹板，填料层高1m，淋水密度为 $20\text{m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。处理效果： CO_2 接近

平衡浓度， CO 、 CH_4 几乎全部被脱除，成功地防止了澄清池中的泡沫危害。

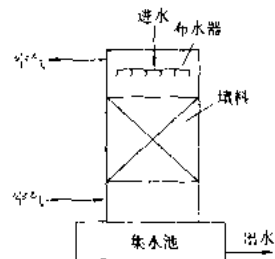


图2 填料塔式曝气-吹脱装置



qidong beiyong bianyaqi

启动/备用变压器 (start-up/standby transformer) 为提供发电厂机组启动和备用电源而设置的变压器。有时公用负荷也由启动/备用变压器供电,称为公用/备用变压器。

启动/备用变压器具有下列特点:

(1) 启动/备用变压器的接线组别,应使厂用工作电源与备用电源之间的相位一致,以便可并联切换,并考虑厂用中压系统的中性点接地方式。

(2) 启动/备用变压器的阻抗值决定于具体工程的厂用中压设备的允许短路电流承受能力和单台最大电动机启动和电动机成组自启动时厂用母线允许的电压水平。也可采用分裂绕组变压器以减少厂用母线的短路电流。变压器设计时,其所有绕组(包括稳定绕组)应能满足当高压侧系统阻抗为零其低压侧出口处三相金属性短路时的动稳定和热稳定而不变形损坏,并能继续运行。

(3) 启动/备用变压器接自系统电源,受系统电压波动影响,当采用无载调压变压器不能满足厂用电电压调整范围时,可选用有载调压变压器。

(4) 启动/备用变压器为户外油浸式变压器。由于经常处于低负荷或备用状态,额定容量时一般采用温升为 65°C ,当容量合适时(自冷容量在 $12000\text{ kV}\cdot\text{A}$ 及以上,变压器容量为 $20000\text{ kV}\cdot\text{A}$ 及以上),冷却方式可采用ONAN/ONAF/ONAF,以降低变压器造价。

qidong qiuyuan

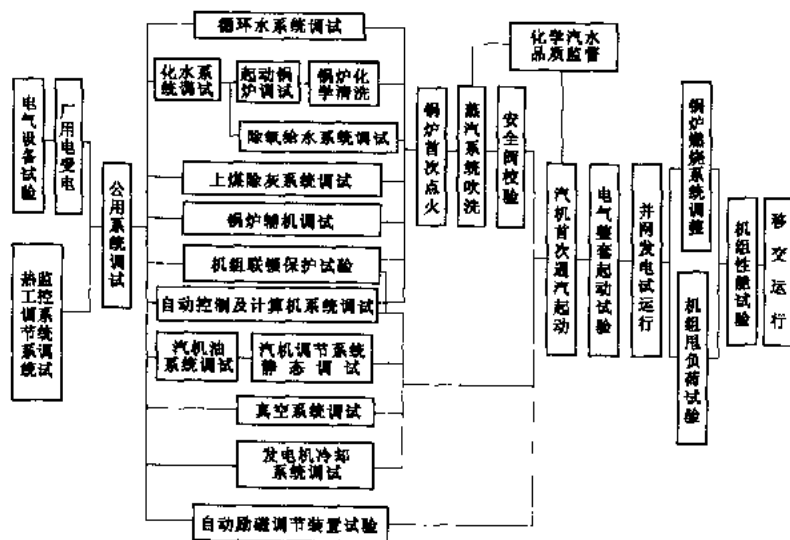
启动汽源 (start-up steam supply) 见辅助蒸汽系统。

qidong tiaozheng shiyan

启动调整试验 (commissioning test) 对安装完毕的设备和系统进行启动、调整、试验和试运行,消除并解决发现的缺陷和问题,使新安装机组经过试运行考验后移交生产。

特点 启动调整试验阶段工况有很大变化,包括电气设备带电,热力设备升温;转动机械由静止变为转动;受压容器和管道承受压力;此时会有泄漏、摩擦、振动及达不到正常运行状态的各种情况发生,其原因可能是施工或设计的问题,也有设备质量和性能等问题,通过调整或检修改进加以解决。机组的各个系统是由机械、电气、仪表、自动控制等设备组成的,在启动时检验和调整其协调动作的功能,有很强的综合性,因此需要各专业密切配合工作。此外,参加调试和试运行人员必须掌握系统和设备的技术性能、调试方法及各种运行工况和数据,这样才能分析和处理缺陷;还需熟悉运行规程及事故处理规程。这样在正常状况下才能承担运行操作或指导操作,在异常情况下才能迅速判断,采取正确处理措施。启动调试也是对运行人员以后参加生产的实际操作训练。

阶段划分 一般分为施工试验阶段、运行前试验阶段和初启动阶段。中国分为分部试运阶段、整套启动试运阶段及试生产阶段。主要调整试验项目见流程图。厂用电受电是调试阶段的开始,受电后才能使各系统



主要调整试验项目流程图

设备通电试转和开始分部试运行,锅炉首次点火升压向汽轮机送蒸汽冲转是整套试运行的标志,发电机并入电网发电及试生产是启动调试工作的最后程序。

分部试运转 对已安装好的设备按系统分别通以电、气、水、汽、油、煤等工作介质,使设备进入运行

状态, 并进行试验、调整及消除缺陷的工作, 这是机组顺利进行起动的的基础。分部试运转的顺序要按照生产顺序安排。公共系统首先投运, 才能起动其他系统。如先起动调试厂用电源、循环水系统、工业水系统、消防系统和压缩空气系统, 然后是各独立系统及半独立系统试运行, 如化学水处理系统试运后才能供给锅炉水压试验用水, 起动锅炉调试后才能在锅炉化学清洗时供给蒸汽以加热介质, 向汽动给水泵提供驱动汽源和向空调系统供热等。水冷发电机应先进行水压试验及水冷系统试运, 待水质合格后才能试转。氢冷发电机应先作气密性试验合格后, 用二氧化碳置换空气再充氢后才能试转。锅炉化学清洗到点火的时间间隔要短, 按化学汽水监督条例规定, 锅炉化学清洗后应在 20 天内点火冲管, 否则应对锅炉采取保养措施。汽轮机油循环冲洗合格后短期内就应起动汽轮机。此外, 大型机组自动化程度高, 热控调试工作量大, 且贯穿机组调试始终, 是调试工作的关键项目, 需在分部试运期间尽早安排进行, 以满足试运行的需要。

机组整套起动试运行 即主机和各辅助系统及外围各系统整套起动试运行, 是调试工作后阶段的重要步骤。由于是主机、主炉第一次起动, 应十分重视安全技术。锅炉点火后温度升高, 各膨胀点要进行测量。炉膛灭火后须先用引风机对炉膛进行清扫后才能重新点火, 防止煤粉堆积引起爆炸。蒸汽吹洗时水位要注意监视, 以防由于错误判断造成缺水、满水事故。给水、凝结水回路中的滤网在最初运行时可能发生堵塞, 应及时清洗以免造成事故停机。计算机监控设备应在整套起动时投入运行, 以记录有关数据和故障原因, 帮助调试及运行人员迅速做出正确判断。

整套起动试运行应按“空负荷调试、带负荷调试和满负荷试运”三个阶段运行。300 MW 及以上机组, 应连续完成 168 h 满负荷试运行。300 MW 以下机组的满负荷试运一般分 72 h 和 24 h 两个阶段进行。

试生产 新建机组经过起动试运行, 证实设备完全符合设计要求, 能保证安全运行后, 移交生产。欧美日的规定是: 机组并网发电后, 在各种负荷下进行甩负荷试验, 停机检查后再次起动, 进行锅炉燃烧调整试验、除尘器性能试验、全部仪表和自动控制装置投入及调整试验、机组性能试验等, 全部合格后, 由业主同意并验收后移交生产。从并网发电到正式移交生产的时间约为 3~6 个月。中国规定 200 MW 及以上的机组, 均为六个月。

qizhong xixie

起重机械 (hoisting machine) 吊运或顶举重物的物料搬运机械。设备和材料的卸车、就位、找正

及组装都必须使用它。

安装发电厂厂房建筑构件和锅炉等各种高、大、重设备时, 需使用大、中型起重机或液压提升装置。大中型起重机按结构分为桥架型起重机和臂架型起重机两类。施工单位按照工程特点选用。

桥架型起重机 取物装置悬挂在可沿桥架运行的起重小车或葫芦上的起重机。有桥式和门式两种。桥式起重机常用规格为起重量 5~100 t。门式起重机起重量为 5~60 t。

臂架型起重机 取物装置悬挂在臂架顶端的起重机。发电厂施工多用旋转式臂架起重机, 其外伸臂架可将重物搬运到离机座较远的地方, 在圆形场地及其上空作业。包括流动式(自行式)起重机、塔式起重机、门座起重机等多种。其起重作业部分包括有转台和装在转台上的臂架、吊钩、平衡重块、司机室及动力机械等(图 1)。其动作有吊钩升降、转台回转和臂架俯仰变幅三个。转台可回转 360°, 臂架可在与地平成 0° 到 85° 之间俯仰。在仰起位置时, 幅度小但吊物高, 起重量大。幅度不同时, 起重能力不同, 其关系即是起重特性曲线。在幅度大时其最大起重能力是受稳定性限制的。稳定性是起重机在自重和起吊重的作用下, 抵抗翻倒的性能。塔式起重机的臂架长度是固定的, 故特性曲线只有一根。汽车起重机和履带起重机的臂架长度可以改变, 所以每台起重机有一簇曲线(图 2)。

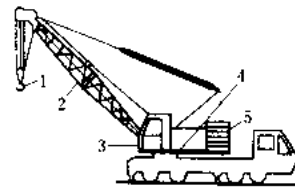


图 1 臂架式起重机
(汽车起重机)

1—吊钩; 2—臂架; 3—司机室; 4—转台; 5—平衡重块

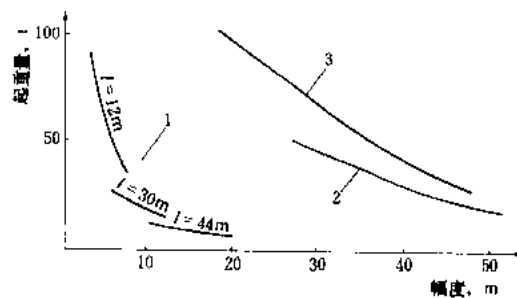


图 2 臂架式起重机特性曲线

1—90t 汽车起重机; 2—50t 自升塔式起重机; 3—110t 塔式起重机

流动式起重机 自带动力并依靠自身运行机构移动的臂架型起重机。有汽车起重机、轮胎起重机和履带起重机。

(1) 汽车起重机: 起重作业部分装在汽车底盘上的



臂架式起重机。一般利用汽车原有发动机作动力,大型汽车起重机有两台发动机和两个司机室,分别动作行走和起重机构。转台可回转 360° ,但吊重只能在汽车车头的反向和两侧,以保持稳定性。工作时伸出两侧的四个外伸支腿以增加宽度提高稳定性。吊物时的重力由外伸支腿承受,对一般的地面,都要在支腿下放置路基板,以扩大承载地面面积。吊物时起重机不许移动。转移时,汽车起重机行驶速度可达 50 km/h 以上。常用规格是起重量 8 t 到 300 t 。

(2)轮胎起重机:起重作业部分安装在特别的轮胎底盘上的臂架式起重机。一般只有一台发动机和一个司机室,性能和汽车起重机近似。特点是当起重量小于额定起重量时,可在平坦地面上行驶,并可回转 360° 作业。

(3)履带起重机:起重作业部分装在履带底盘上的臂架式起重机。无外伸支腿,起重时履带接地受力,接地压强在 100 kPa 左右,一般地面可以承受。在吊重时可以 360° 转向和行驶,工作范围较大。行驶速度为 $1\sim 1\text{ km/h}$,行驶需要时,两边履带的距离可以缩小。转移工地时,需用平板车装运。臂架是桁架结构,可以装拆改变长度,特性曲线与汽车起重机相似。常用规格是起重量 15 t 到 300 t 。

塔式起重机 臂架装在垂直塔身顶部的起重机。用电力驱动,有提升、变幅、 360° 回转和行走四种功能,并允许吊重时同时作两个动作。吊钩有主钩和副钩,副钩吊重较小但速度快,主副钩可同时抬吊大体积物体。常用的 60 t 到 100 t 塔式起重机的起吊高度为 50 m 到 100 m ,工作半径大于 40 m ,覆盖范围广。其臂架长度不变,故特性曲线是一根。适合作主厂房构件和锅炉吊装的主机具。因在钢轨上行走,故需铺设钢轨。塔身高数十米,自重数百吨,故自身安装工作量很大,需用其他起重机来起吊组装。

自升式塔式起重机 塔式起重机的一种,塔身高度可以利用自身机构升高及降低。电厂施工常用的是固定、附着式,即塔身固定在基础上,塔身到一定高度时,用抱攀附着在建筑物上,以保持刚度和稳定。塔身是多节圆筒形结构,各节之间有内法兰用螺栓连接,有十至二十余节。塔顶的转台通过中间机构与塔身连接,臂架仰起到最高时,可吊起一节塔身到自己顶上,把塔身接高,再用顶升机构把转台顶升到新接高的塔身高度。每操作一次,顶升或降低一节塔身。常用的规格是最大起重量 30 t 到 50 t ,起升高度 150 m 左右。其特性曲线和适用范围与塔式起重机相同。特点是吊重高,无铁轨,因而占用场地小,安装方便,时间短。但需要作一个永久性地下基础来承受重力和倾覆力矩,基础很大,需数百方混凝土,并无法拆除。

门座起重机 装在门形座架上的臂架式起重机。在铁轨上运行。门座内可供车辆通行。特性近似塔式起重机。

炉顶起重机 起重作业部分装在专用行走装置上的臂架式起重机。用电气驱动,在锅炉顶大梁上铺设的钢轨上行走,用以吊装受热面等。特性与塔式起重机相似。桁架结构自重轻。常用的起重量为 30 t 到 50 t 。但要在锅炉钢架组装完成后,再在炉顶安装。

液压提升装置 用液压缸的活塞带动钢杆或钢丝绳来提升重物的中小型起重机械。但起重量很大,单机有 10 t 到 500 t 多种规格。动作有升、降和水平推拉,可以单机使用也可多机共同起吊重达数千吨或面积数百平方米的大件。但动作慢,每小时提升不到 6 m 。可用于起吊发电机定子,锅炉锅筒,烟囱锅内筒等。其结构是一个空心液压缸和活塞,钢杆或钢丝绳穿过其中,液压缸的上、下各有一活块夹紧装置。在活塞上升时,上活块夹紧钢杆,钢杆随活塞上升吊起重物,在活塞回程时,上活块松,下活块夹紧钢杆使钢杆不随活塞下降,重物不动。如此反复动作,重物不断上升。

气固两相流化床工艺

(gas-solid phase fluidized bed process) 固体颗粒群在气流作用下处于类似均相流体运动状态的一种操作工艺:在这一流动状态范围内,固体颗粒群床层阻力不再随气流速度变化而发生变化

在等径球体颗粒组成的理想气固两相系统中,固体颗粒堆置在能使气体自下而上流过的布风装置上形成床层。当气体自下而上均匀通过床层而流速较低时,床层中的固体颗粒是静止的,床层阻力随气体流速(通常用空床气速表示,亦称空塔流速或表观速度)增加而增大。这样的流动系统称为固定床,如图1中工况A至工况D所示。

此时由于床层中颗粒呈松散堆积,没有移动,空隙率 ϵ_0 为一个常数,如 $A'D'$ 线。流速增加至D点,床层的压降 Δp_c 达到了和床层物料产生的静压相等,即 $\Delta p_c = L_0 (\rho_s - \rho_f) (1 - \epsilon_0) g$, (式中 L_0 为静止床层高度, ρ_s 为颗粒表观密度, ρ_f 为流体密度)。此时颗粒重量不再由布风装置支持,而全部由流体对颗粒的曳力所承托。对单个颗粒来讲,它不再依靠与其他邻近颗粒的接触而维持它的空间位置,从而每个颗粒可在床层中自由运动。由于此时固体颗粒在气流作用下开始转变成类似流体的运动状态,因此D点以后的状态被称为流态化,简称流化,即进入流化床系统。由固定床转变为流化床时的流速(D点)称之为临界流化速度 U_{mf} ,此后气流速度继续增加,床层开始随气流速度增加而膨

胀,空隙率增大,固体颗粒运动加剧,但床层压降维持不变。气流速度达到终端速度 U_t (即固体颗粒的自由沉降速度)后,系统最终转入气力输送状态;此时 $\epsilon \rightarrow 1$,而床层高度 $L \rightarrow \infty$ 。在有限床高条件下,颗粒势必陆续溢出系统之外。

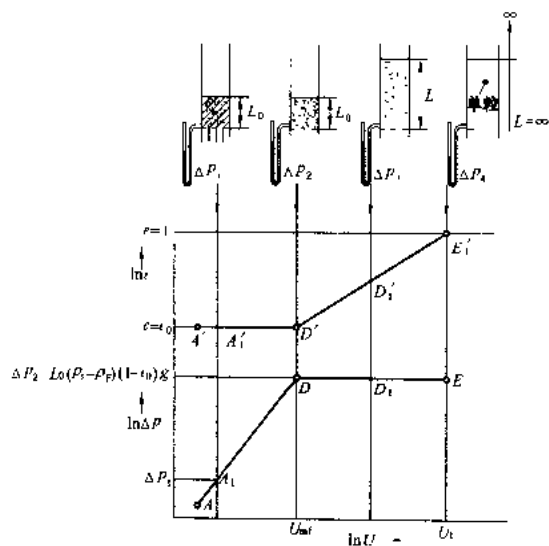


图1 均匀球体组成的理想气固系统的压降、空隙率与流速的关系

在实际工程应用中,流化床固体物料都是由粗细不等的宽筛分非球形颗粒组成的。这种系统的临界流化风速 U_{mf} 将随其粒径分布特性而异,而且在流化风速范围之内,已有细小颗粒因其终端速度低于空床气速而被夹带出系统之外。系统的流化风速在 U_{mf} 至 U_t 之间的流化状态也远非理想系统所述的那样均匀而有规律性;随着空床气速的增加,实际流化床状态可大致区分为“鼓泡流化床”、“湍流流化床”和“快速流化床”,如图2所示。

鼓泡流化床 当流化风速大于临界流化风速 U_{mf} 并继续增加,流化床内将出现越来越多的气泡。这些气泡在床底形成,上升过程中合并长大,达到床面时发生破裂,把一些固体粒子抛入床层上部的自由空间。这种气泡生成、上升和破裂逸出的现象称为鼓泡。以鼓泡方式运行的流化床称之为鼓泡流化床,简称鼓泡床(也曾称为沸腾床)。简而言之,鼓泡床是由乳化相和气泡相构成。乳化相的空隙率较低,甚至仍维持 ϵ_0 (0.4左右);鼓泡床总空隙率 ϵ 则约在 0.45~0.65 范围内,随气流速度增加而增加。鼓泡床膨胀后的高度可达静止床高 L_0 的 2 倍左右,一般可见较清晰的起伏波动着的上界面。

湍流流化床 在鼓泡流化床基础上进一步提高流化速度,会出现气泡内部被一些密度较低(ϵ 较高)的

乳化相分割占据的现象。随着这种现象逐步发展,床内区分为乳化相和气泡相的状态逐步消失,床界面也开始变得模糊不清。床层压降渐生脉动,并由于细颗粒逸出渐多而下降。此时即达到湍流流化状态。典型的湍流床气泡完全消失,被破碎成小的空隙。这些空隙可以看成是一条条连续的气体通道,而原来连续的乳化相则弥散形成了颗粒带,变成了非连续相。

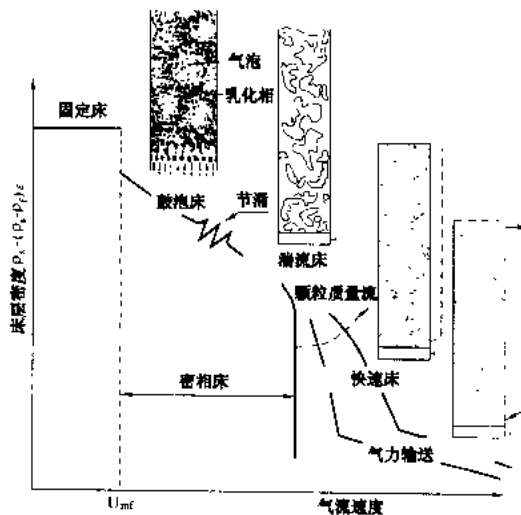


图2 流化床床层密度随流化风速的变化

快速流化床 介于湍流流化床和气力输送之间的一种过渡状态,其 ϵ 可能在 0.75~0.95。典型的快速流化床中可观察到不均匀的颗粒絮状物在非常稀相的上升气固流中随机地作上行或下行运动。快速流化床的主要特征是具有较高的气固相对速度(滑移速度)、颗粒絮状物的不断形成与解体、极好的混合条件等。快速流化床内颗粒被气流携带逸出的量很大,为维持稳态运行,必须连续不断地以较高的速率给入新鲜颗粒以弥补床料的损失。通常在流化床出口外置分离器以实施颗粒的回送,即构成“循环流化床”。

发展简况 一般认为流态化技术始于 1921 年德国的温克勒(Winkler)褐煤气化炉。其后在第二次世界大战期间,美国将该技术用于石油工业催化反应工艺。由于流化床工艺具有迅速混合、温控容易和强化传热等特征,故随后在有色冶金、石油、化工等工业领域都有应用。气固两相流态化的流体动力学及传热学方面的理论研究随之有了深入的进展。50 年代开始用于燃烧固体燃料的试验研究,此后流化床锅炉发展迅速,并由鼓泡流化床锅炉发展到循环流化床锅炉。

气力除灰系统

(pneumatic ash handling system) 以空气为输送介质和动力,将锅炉尾部受

热面、烟道和除尘器等集灰斗的细灰通过管道或其他密封装置输送到储存地点的工艺设施。输送路线的选择和布置比较灵活,但由于输送速度快,动力消耗大,输送管道的磨损较为严重,输送距离受动力设备压力的限制。

气力除灰系统有压力和自流两种型式。压力输送系统按其输送空气的压力又可分为负压和正压两类。

负压气力除灰系统 在抽气设备的抽吸作用下,空气和集灰斗中的灰一起被吸入输送管道,送至卸灰设施处,经收尘装置将气灰分离,灰经排灰装置被送入灰库,净化后的空气通过抽气设备排入大气,见图1。

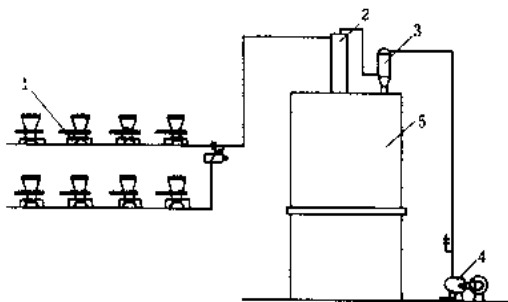


图1 负压气力除灰系统

1—受灰装置；2—离心式收尘器；3—袋式收尘器；
4—抽气装置；5—灰库

负压气力除灰系统的抽气设备一般采用干式负压风机或水环式真空泵。湿式排灰时也可采用水力抽气器装置。收尘装置由两级收尘器组成,第1级为离心式;第2级为滤袋式;近来已成功使用1级过滤面积较大的滤袋收尘装置,以简化系统。收尘装置的组合效率要求大于99.9%,以减轻抽气设备过流面的磨损以及对环境的污染。目前中国负压气力除灰系统的出力可达25~40 t/h,相应的输送距离为100~200 m,输送浓度为10~20 kg(灰)/kg(气)。

负压气力除灰系统的整个输送过程均在低于大气压力下进行,可以防止气灰混合物向外部泄漏,工作环境清洁,受灰装置结构简单,造价较低。但系统出力和输送距离受负压条件的限制,收尘器设在高真空区,灰流全部通过装置,结构比较复杂。

正压气力除灰系统 灰在高于大气压的压缩空气推动下,送入指定的灰库。由于气灰混合气流进入灰库后速度突然降低,造成气灰分离,空气经滤袋式过滤器直接或经吸风机排入大气,见图2。

正压气力除灰系统的输送介质压力较高,系统输送能力强,输送距离较远,只需在排料端设置一级气灰分离用的收尘过滤装置,结构较为简单。由于系统内的压力高于大气压力,密封不严时,在运行中易造成气灰混合物的泄漏,污染环境。此外,其給料装置位于系统

压力最高处,结构也较为复杂。

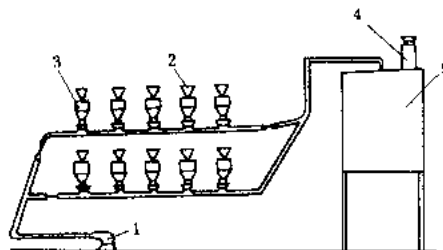


图2 正压气力除灰系统

1—压力风机；2—灰斗；3—給料装置；
4—排气过滤器；5—灰库

根据输送介质的压力和输送浓度的不同,正压气力除灰系统又可分为低压式和压力式,以及稀相和密相输送。低压系统所用的输送空气一般由高压风机供给,压力不超过200 kPa,输送速度一般采用12~30 m/s,为稀相气力输送。給料方式是利用锁气阀装置,在一根输送管线上可并联8~10台锁气阀装置,并允许多台装置分组交替向输送管道内同时給料,这种系统的输送距离一般为300~500 m,输送浓度为15~25 kg(灰)/kg(气)。压力式系统所用的空气压力一般为300~700 kPa,由空气压缩机供给,給料方式通常用仓式输送泵或压力输送罐。当采用仓式输送泵給料时,在一根输送管线上一般并联2台仓式输送泵,通过该泵上的自动进、排料阀门的程序动作,2台仓式输送泵交替将物料压送入输送管道内。仓式泵缸体的大小将根据系统输送出力、输送浓度等因素确定。当系统采用压力输送罐給料时,在一根输送管线上可并联1台压力输送罐,多台压力罐顺序或分组交替向输送管道内給料,减少气力输送管道。压力式气力输送系统可用于密相气力输送,输送浓度可达30~50 kg(灰)/kg(气)。密相气力输送系统的输送速度较低,一般采用3~9 m/s,可大幅度减轻输送管道的磨损,降低能量消耗,提高系统输送能力。

负压 正压联合系统 先以负压气力输送方式将

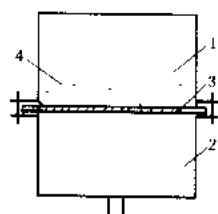


图3 空气输送斜槽示意图

1—物料输送室；2—空气室；3—纤维织物层；4—物料

各灰斗的灰集中至中间转运斗,然后以正压气力进行输送。这种系统既可以克服负压、正压系统的缺点,又能满足长距离输灰的要求。但设备较多,系统复杂,投资较大。

空气斜槽输灰系统 在灰层中充气使灰流态化,以自流方式输送的装置,见图3。

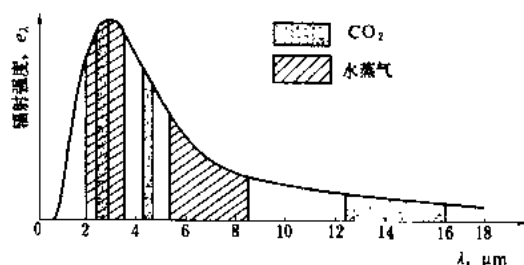
装置为箱式结构,分隔两层,顶层为物料输送室,底层为

空气室,其间的隔层用纤维织物材料制成。流态化空气由装置的底部小室通过纤维织物隔层均匀渗透入灰层中,使灰流态化后沿着槽体的坡向流动。空气斜槽的坡度一般不小于5%,这种装置结构简单,能量消耗少。但布置上受坡度所需空间的限制,多作为除尘器灰斗上干灰集中输送装置用。

qì tǐ fú shè

气体辐射 (gaseous radiation) 气体吸收和发射辐射能的特性。

气体总是处于一系列不连续的、分立的能级状态下,如果射向气体的能量频率与其分子所处稳定状态的频率相一致,该能量即被吸收。同理,气体在对外辐射时也将随着能级的变化,具有不连续的频谱。因此与具有连续频谱的固体或液体的辐射特性不同,气体对波长具有选择性,即在辐射或吸收能量时只限于某些频带,而这些频带与气体的分子结构有关。如图给出水蒸气和CO₂在1110 K时的辐射频带。



水蒸气和CO₂在1110K时的辐射频带

单原子气体(如Ar, Ne, …)和对称结构的双原子气体(如H₂, N₂, O₂和空气等)在中等温度以下时基本没有辐射和吸收能力,故可以认为是透明的。这样的气体是否存在并不影响包容气体的固体表面间的辐射换热。非对称结构的气体(如CO, CO₂, 水蒸气和硫、氮的氧化物等)以及几乎所有的有机蒸气都是具备有辐射和吸收能力的气体,它们的参与将改变固体表面间辐射换热的平衡。

不同于固体辐射特性之处还表现在气体的辐射和吸收是在整个容积中进行的。因此当热射线穿过气体时,辐射能沿途将被气体分子吸收而逐步减少。反过来,当气体辐射时,能量也将沿途由气体分子释放而逐步增大。因此气体辐射将与气体的种类、状态和气体层厚度,即射线的行程有关。

气体辐射的另一个特点是它不完全遵循四次方定律。例如,实验表明,水蒸气的辐射能力大致与温度的3次方成正比,而CO₂则接近与温度的3.5次方成比例。

所有上述这样一些特性,使气体辐射远较固体辐

射复杂。把气体当作灰体来处理显然过于粗糙,但是要准确分析气体辐射的换热过程,至少在当前是困难的,从工程实用的角度出发,人们常常仍把气体近似当作灰体,制作一系列图表,把种种影响因素最终地都归结到黑度中去,然后再加以各种修正。实践表明:这样的近似处理方法至少是初步可行的。

qì tǐ jué yuán jīn shǔ fēng bì kāi guān shè bēi shī gōng

气体绝缘金属封闭开关设备施工 (Installation of GIS)

35kV及以下的GIS装置是柜式整体供货的,110kV及以上的设备是分若干隔室供货的。安装工作的要求是装置的绝缘合格,导电部分接触良好,SF₆气体无泄漏,传动操作正确可靠。

安装前准备工作 安装现场要做好防尘、防雨措施,保证照明和通风装置完好。检查及清理导体接触面和金属外壳,法兰接触面及O形密封圈应光滑无毛刺,用有机溶剂清洗干净。在法兰接触面上均匀涂上密封硅脂,然后把隔室连接,组装成开关装置的整体。要控制密封硅脂在空气中的暴露时间,以防硅脂干结,降低密封效果。对SF₆气体含水量进行检验,如不合格应进行处理。检查基础标高和中心线,以保证设备就位的位置正确。

本体安装 将组装好的开关装置吊装就位,先将第一个间隔就位,找正找平固定好。再将相邻间隔就位、母线隔室就位、连接法兰面。再依次将各间隔就位连接、固定。要求各间隔连接处不受机械应力,以防止气体泄漏。就位固定后测试导电部件接触电阻。然后充SF₆气体。充气前先按照制造厂规定的真空值和气体压力值,抽真空、充氮,要反复数次,以保证各隔室中无残留的空气和水分。然后注入经检验合格的SF₆气体。充气后检查各连接处无气体泄漏。最后进行操作机构安装、管道连接和外部电缆接线。

电气试验 主要项目有:①测试开关、闸刀等部件的各特性参数;②连锁试验;③绝缘电阻测量、交流耐压试验;④验收合格后进行冲击合闸试验。

qì tǐ jué yuán jīn shǔ fēng bì kāi guān zhuāng zhì

气体绝缘金属封闭开关装置 (gas insulated metal-enclosed switchgear, GIS)

母线、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器等电气设备,按一定的接线方式连接,密封于充有高于大气压的SF₆绝缘气体并接地的金属外壳的不同气室内,构成的紧凑的接受和分配电能的装置。

SF₆为不燃、无毒、无腐蚀的惰性气体,在相同压力下,灭弧性能比空气好3~4倍,大气压力下绝缘强度为空气的3倍。1960年以来,SF₆被广泛用作高压断

路器的灭弧和绝缘介质。以 SF_6 作绝缘介质的封闭组合电器自 1965 年生产以来, 得到很大发展, 电压等级已从 72.5 kV 发展到 800 kV。

GIS 分为三相共壳式和分相式两种。110 kV 电压及以下的 GIS 用三相共壳式, 体积小, 成本略低。220 kV 以上多为分相式, 价格略贵, 但无相间短路可能。GIS 还可分为户内和户外型。户内型 GIS 布置于带有小型吊车的建筑物内, 房屋所耗投资不多, 但 GIS 不受日照、雨水、温差等影响, 金属外壳结构较简单, 安装、维护、检修条件较好。但屋内要有排气设施, 防止检修时接触和吸入 SF_6 经电弧作用分解产生的有害气体。户外型对外壳法兰要加强密封, 螺栓和支承装置要有防锈措施, 控制柜及操作机构要适应户外运行。

和常规屋外配电装置相比, GIS 具有下列特点:

(1) 所有电气设备密封于接地的金属外壳内, 设备外绝缘不受外界污染环境的影响。固定导体的盘式绝缘子又把设备分隔在不同气室内, 因此设备之间也互不影响。每一气室有压力表, 监视绝缘介质气压, 压力增高或降低有报警。断路器故障扩大时, 还有压力释放装置。因此设备运行非常可靠, 维护工作极少。

(2) 紧凑, 占地面积小。以双母线接线 6 回进出线配电装置为例。220 kV 屋内型 GIS, 包括进、出线终端套管和建筑物固定端、扩建端的安装、检修场地在内平均每隔占地面积 121 m^2 , 约为普通中型布置的 1/9。电压愈高, 节约用地效果愈明显。

(3) 金属外壳接地及屏蔽作用, 基本消除了周围的电磁场。对运行人员更安全, 对周围环境无影响。

(4) GIS 为模块结构, 已在工厂组装、调试好, 控制、保护和信号回路随 GIS 配套供应, 大大减少了设计和安装工作。因此不仅施工快速, 而且质量有保证。

(5) GIS 对地平面要求较严格, 要求地基无不均匀沉降, 地面水平误差不得超过 $\pm 5 \text{ mm}$ 。

由于上述优点, 沿海地区的火电厂采用 500 kV GIS 较多。在场地比较狭窄地区无法采用 220 kV 屋内配电装置时, 也采用 220 kV GIS。110 kV 及以下电压, 由于屋内配电装置布置尺寸小, 结构简单, GIS 很少采用。

SF_6 气体在气温极低时会液化。液化点温度随气体压力而异。在 SF_6 气体中加入 N_2 后能降低液化点温度。使 SF_6 GIS 能同样用在严寒低温地区。

气体燃料

(gas fuel) 在常压、常温下呈气态的燃料, 如天然气、固体燃料(一般指煤)干馏或气化时得到的各种煤气(如焦炉煤气、发生炉煤气、合成

煤气等)、石油气、液化石油气(液态烃)以及高炉煤气(炼铁企业的副产物)。锅炉燃用的气体燃料主要是天然气、焦炉煤气和高炉煤气。由于气体燃料具有燃烧容易控制, 所需的过量空气量少, 无固体残留物以及污染物排放量低等优点, 所以是锅炉的理想燃料。

表征气体燃料特性的主要指标是气体成分、发热量和密度等。

天然气存在于地层内, 采出的天然气的主要可燃成分是甲烷(53%~99%)和乙烷(1%~14%)以及少量(0.7%~7%)的重质烃。气中含有一定量的二氧化碳(0~25%)或氦(1%~30%), 有时还含有少量氢。若气田在含硫油田附近, 则天然气中常含有硫化氢。标准状态下天然气的密度约为 $0.7 \sim 1 \text{ kg/m}^3$, 高位发热量约为 $32 \sim 48 \text{ MJ/m}^3$ 。

焦炉煤气是煤干馏生产焦炭过程的副产物, 主要成分是氢、甲烷、乙烷和一氧化碳, 也有少量的二氧化碳、氮、氧和重质烃。标准状态下焦炉煤气的密度约为 $0.4 \sim 0.6 \text{ kg/m}^3$, 高位发热量约为 $20 \sim 24 \text{ MJ/m}^3$ 。

高炉煤气是高炉内熔炼生铁过程中产生的副产物, 其主要可燃成分是一氧化碳和少量氢。有时有微量甲烷。高炉煤气中含有大量的氮和二氧化碳。故它的热值很低, 高位发热量一般不到 4 MJ/m^3 。

发生炉煤气是将煤或其他固体燃料与低于理论燃烧所需的空气量(或再掺入水蒸气)相互作用而产生的气体燃料。用空气做气化剂制得的称为空气发生炉煤气或空气煤气; 用空气和水蒸气混合气化制得的称之为混合煤气或半水煤气, 用水蒸气(或混氧)通入炽热炭层取得的即为水煤气。空气煤气、混合煤气和水煤气的主要可燃成分是 CO(5%~37%) 和 H_2 (1%~50%), 其高位发热量依次在 $4 \sim 18 \text{ MJ/Nm}^3$ 之间。

焦炉煤气、高炉煤气和发生炉煤气都不同程度地含有一氧化碳, 因而是有毒性的煤气, 使用时必须采取防泄漏措施。由于高炉煤气和空气发生炉煤气都含有大量惰性气体, 发热量低, 为了完全燃烧, 必须组织好煤气的着火和它与空气的混合过程。而天然气、石油气, 尤其是液化石油气, 由于热值高, 燃烧所需的空气/燃气比大, 故燃料与空气的及时、均匀混合是组织好燃烧的最主要因素。此外供气系统应严密, 防止因泄漏引起爆炸。

气体燃料储运系统

(gaseous fuel transportation and storage system) 火力发电厂所需气体燃料的输送、储存和使用的有关设备和管道设施的组合。

运输 工业煤气和天然气一般经管道输送进厂

当天然气或石油气经加压液化后供应时,其输送和储存方式和液体燃料储运系统相同。火电厂内,除对液化气体燃料需设置必要的储存和供气设施外,用管道输送的气体燃料,一般不在电厂内设置储气罐。当气体燃料供应中断时,为保证电厂正常运行,需备有燃料油作为备用。这种备用燃料的储存数量,应按照燃料气的供应条件、电厂容量和运行需要决定。

厂内管道 燃气电厂的气体燃料输送系统由进厂管系、调压站和供气管道,以及吹扫、排空管道等部分组成。进厂管系通过一根或数根压力输送管道由地区的配气站送入厂内的调压站。输气管道的输送能力,应考虑其中一根停运时,其余管道能满足全厂锅炉燃气消耗量的70%~100%。调压站将进厂的气体压力降压调整并稳定在需要的压力。对平衡通风燃烧的锅炉,燃气系统宜采用低压(小于5 kPa)和中压(5~10 kPa)系统,不宜采用高压(0.3~0.8 MPa)系统。调压站由关断阀、过滤器、流量计、调压阀、旁路阀等设备组成。调压阀应不少于两台,当其中一台停运时,其余调压阀的总通流能力应能满足全厂锅炉额定蒸发量时所需的耗气量。过滤器用来消除气体燃料中硫化铁粉末、泥沙、油泥、炭黑等杂质,保证锅炉用气质量,以防堵塞调压阀和燃烧器的雾化喷嘴。供气管道将调压后的燃料气送至锅炉房,一般不少于两路。为使各台锅炉供气压力相近,供气管道宜分别从锅炉房两端引入,形成环形管网。供气管道一般架空布置,分别从母管通过支管接到每台锅炉燃烧器前的控制阀。支管上依次装有关断阀、流量测量装置、流量调节阀、快速关断阀、压力表、吹扫管等。吹扫、放空管系是在燃气管道检修或长时间停用时,用CO₂、N₂或水蒸气等惰性气体进行吹扫和置换,以防管道内气体与空气混合形成爆炸性气体。

对燃气管道的敷设应考虑必要的安全防爆措施,母管采取高位布置。管径按照管道中的气体流速确定,天然气母管一般采用60~80 m/s,支管为40~60 m/s;工业煤气一般采用5~20 m/s。为防管道漏气引起爆炸,锅炉房内应设置气体监测报警装置和消防安全设施。为了能在事故情况下迅速切断气源,避免事故扩大,每台锅炉的燃气管道上应装设关闭阀和快速切断阀,每个燃烧器前的燃气支管上应装设关闭阀,并在阀后串联装设两个电磁阀。

qi ranqiao fenxi

气体燃料分析 (gaseous fuel analysis) 应用化学或物理方法检测气体燃料的特性和组分的方法。天然气的分析项目有密度、水分、硫分、水蒸气、发热量、化学组分等。依据测定机理不同,划分为化学

分析法和仪器分析法。

化学分析法 以被测物质的特有化学反应为基础进行分析的方法,例如测定硫分的碱溶液吸收法、测定气体组分的化学吸收法。

仪器分析法 以被测物质的物理性质和物化性质为基础进行分析,例如测定密度的比重秤法和重差计法;测定水蒸气的露点法;测定化学成分的气相色谱分析法和质谱法,以及测定发热量的雍克式流水热量计法等。

qiang

汽封 (gland and steam sealing system)

装设在汽轮机动、静部分之间,减少或防止蒸汽外泄及真空侧空气漏入的装置。

分类 汽轮机的汽封根据安装部位的不同分为叶片汽封、隔板汽封和轴端汽封。

叶片汽封 叶片汽封包括:动叶片围带处和静叶片或隔板之间的径向、轴向汽封以及动叶片根部和静叶片或隔板之间的径向、轴向汽封(见图1)。

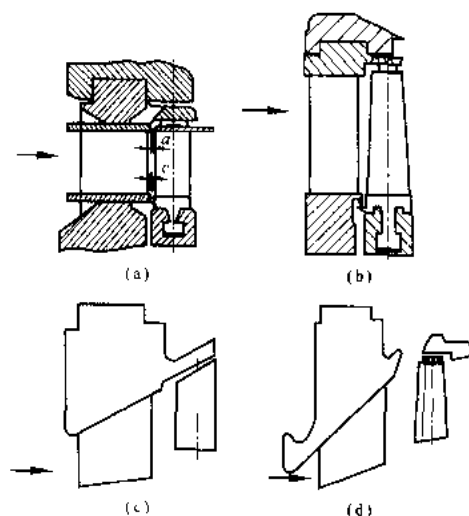


图1 叶片汽封

(a)、(b) 叶片顶部和根部汽封;(c) 无围带动叶片顶部汽封;(d) 拱形围带末级动叶顶部汽封

隔板汽封 隔板内圆面或静叶片环内圆面与转子或轮毂外圆面之间用来限制级与级之间的漏汽的汽封(见图2)。

轴端汽封 在转子两端穿过汽缸的部位设置适合不同压力降的成组汽封,也称为轴封(见图3)。

轴封在汽缸前汽封和后汽封中,按压力分成若干区段,区段形成腔室,向各腔室送入适当压力的蒸汽,或抽空气以阻止汽缸内的蒸汽向外界漏出和阻止空气漏入汽缸内部。由此形成的系统称为轴封系统。

(见图4)。

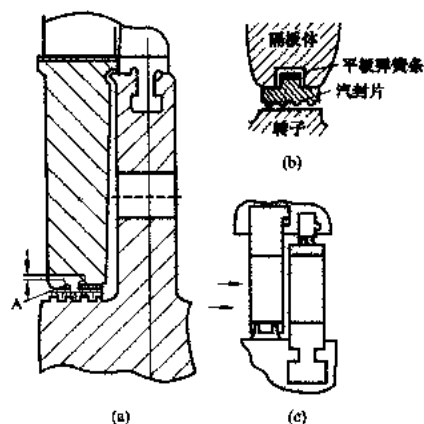


图2 隔板汽封

(a) (b) 带有弹簧片的汽封; (c) 硬汽封

近代大型汽轮机的轴封系统多采用自密封系统，由汽封、汽封压力调节站、压力及温度传感器、低压汽封减温喷水调节站、汽封冷却器、蒸汽过滤器、安全阀等组成。汽轮机组启动时，当负荷达到约20%额定负荷时，高、中压缸达到自密封，大约达到80%额定负荷时，高压缸及中压缸的漏汽就可以满足低压缸汽封的需要量。此时，整个轴封系统即达到自密封。大于80%负荷以后，高、中压汽封漏汽除向低压汽封供气外，多余的蒸汽通过溢流调节阀排往凝汽器（见图5）。

结构 汽轮机均采用梳齿状迷宫汽封，也称曲径汽封，一般由汽封套、汽封环和汽封套筒三部分组成。汽封套固定在汽缸上，内圆有T形槽道，汽封环用弹簧绷紧在T形槽道内，一般在

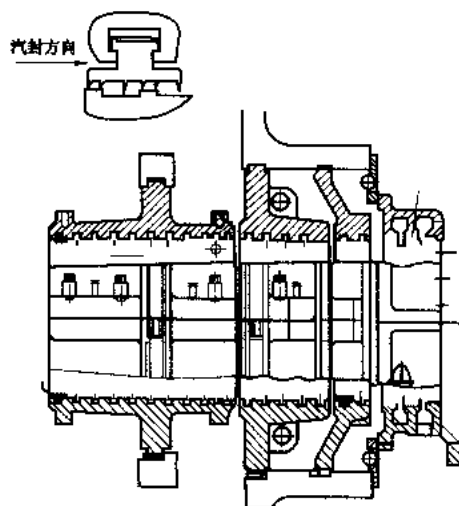


图3 轴封

圆周上分成6~8块，称为汽封块。汽封块的内圆与汽

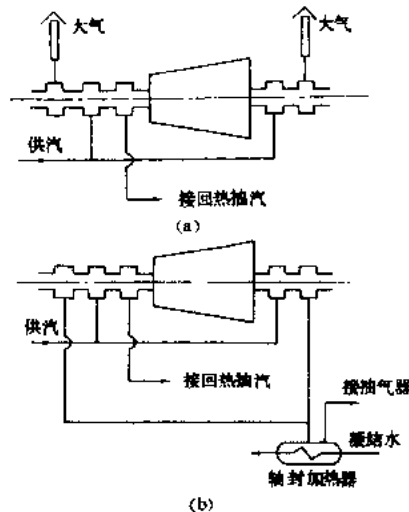


图4 轴封系统示意图

(a) 开式; (b) 闭式

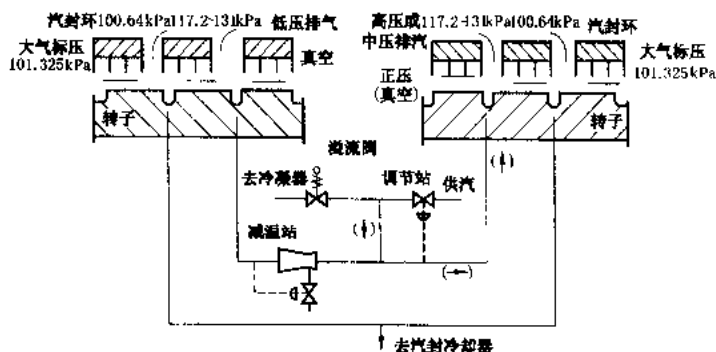


图5 大型汽轮机的自密封系统

汽封套筒或轴的外圆上，有相互配合的梳齿及凹凸肩，形成蒸汽曲径通道及膨胀室。

汽封设计应考虑：①封汽阻力尽量大，使漏汽在形成蒸汽曲径通道及膨胀室中能量消耗尽量充分。②动静部件之间的径向间隙尽量小，但不能相互碰磨。还要考虑如一旦碰磨，使其接触面积尽量小，产生的摩擦热量尽量少，且加大传热热阻，不使周围主件受热变形的结构。③动静部件之间的轴向间隙应在汽轮机组启动、停机全过程中，动静之间轴向不致碰磨，且留有热膨胀差及相对机械位移的余地。根据上述原则，现代大型

汽轮机汽封的成熟结构为：早期使用的整体汽封（见图6）、镶片式汽封（见图7）、无凸肩梳齿式汽封（见图8）、蜂窝式汽封（见图9）和可调

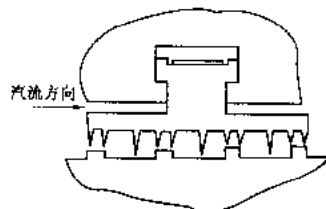


图6 早期使用的整体汽封

式汽封(见图10)。可调式汽封的汽封齿与转子之间间隙随着蒸汽压力增加而减小,直到设计值。当停机时,气压降低,由弹簧力的作用使汽封间隙回到最大值,以防止动静之间碰磨。

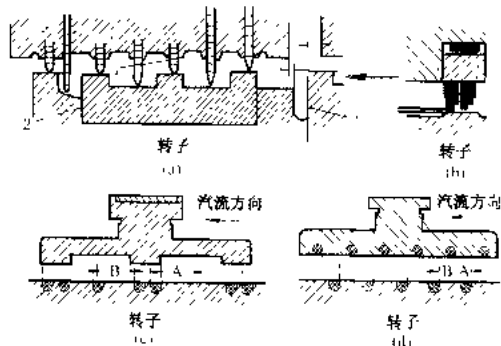


图7 镶片式汽封

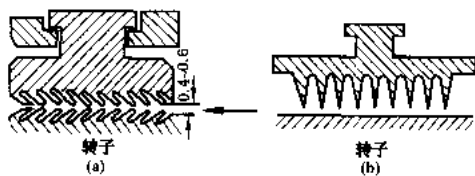


图8 无突肩梳齿式汽封

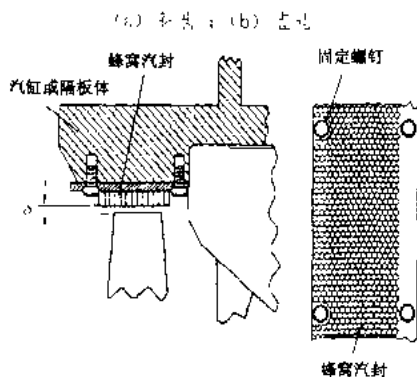


图9 蜂窝式汽封

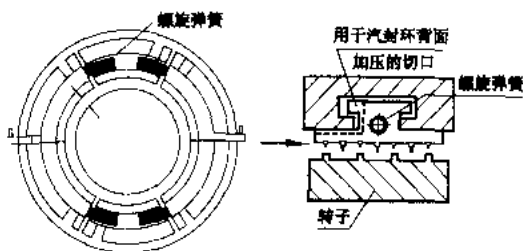


图10 可调式汽封

qiang falan jiehemian bianxing chul

汽缸法兰结合面变形处理 (repair of deformed surface of turbine cylinder flange) 大型汽轮机的高中压汽缸,一般为铬钼或铬钼钒合金钢浇铸而成。由于制造工艺不够完善,铸件内部或多或少存在

着残余应力,这些残余应力在机组投运后逐步地释放出来,使汽缸产生变形;汽轮机在起、停或运行中由于操作不当,造成汽缸内外壁温差过大,使汽缸产生变形,这种变形多发生在调节级附近。汽缸变形造成法兰结合面(上下汽缸中分面)之间不能密合。一般规定,在合缸检查,在紧上1/2数量的螺栓后,汽缸法兰结合面有0.05 mm以上间隙,深度超过密封面的1/3时,应进行处理。一般处理方法有热喷涂法、涂镀法、研修法和加垫法等。

热喷涂法 将法兰面清洗干净,用专用的热喷涂枪将不锈钢焊丝均匀喷涂在欲填补的法兰面上。喷涂层和法兰面金属应熔接。喷涂层厚度一般不大于1.2 mm,否则容易使喷涂层翘起或脱壳。热喷涂法一般适用于法兰面要处理的面积较小,但深度较深的情况。

涂镀法 将法兰面清洗干净,用合适的涂镀液作为电解液涂在法兰面上,利用直流电使涂镀液中的金属离子逐渐均匀涂镀在法兰面上,一直达到所需厚度为止。一般涂镀层厚度不超过1 mm,以避免脱壳。涂镀法一般适用于法兰面要处理的面积较大,但深度较浅的情况。

研修法 用研磨和修刮汽缸法兰面的方法,消除汽缸法兰结合面的间隙。研磨和修刮的总厚度不能太大,以不影响动静间隙为限,总量一般控制在2 mm以内。

加垫片法 当汽缸法兰结合面变形间隙小于0.3 mm以下时,可采用特制的石墨片作为垫片。也可以采用在法兰面的内外两侧分别加上含有经退火的铜丝网的石棉带(外侧宽6 mm左右,内侧宽12 mm左右),厚度可在0.5~1.0 mm。

处理汽缸法兰结合面变形还有一些其他方法,如补焊法等,但一般不轻易采用。

qiang liewen chuli

汽缸裂纹处理 (repair of cylinder cracks)

汽轮机在检修中必须对汽缸进行仔细的检查,主要目的是查清汽缸各部位是否产生裂纹。一旦发现裂纹,则必须加以处理。

裂纹的检查 汽缸裂纹可用肉眼或借助于仪器来检查。汽缸裂纹产生的原因,一般有两种:一是制造过程中工艺不够完善而造成金属内部存在过大的内应力导致产生裂纹;一是由于运行条件恶劣而产生过大的热应力,或是长期高温(超出规范)运行,导致材质早期失效产生裂纹。在证实汽缸产生裂纹后,为了进行处理必须查明裂纹的长度和深度,以便采取不同的处理措施。裂纹的长度,比较容易从外观上确定。裂纹的深度一般须用钻孔法和大电流法或超声波法加以测定。钻孔法是在裂纹处用逐步钻深的方法检查裂纹的深



度,直到没有裂纹为止。对于铸钢汽缸,钻孔至切屑连续不断屑时的深度即该处裂纹深度。大电流法是在汽缸裂纹的两侧,通以由直流电焊机来的大电流(50~80 A),然后测量裂纹两侧的电压降,再与模拟标定值相比,估计出裂纹深度。超声波法探测须由无损检测专业人员进行,裂纹表面需打磨光滑,使探头有良好接触。对铸件作超声波探测时,考虑到铸件质量和形状等关系,一般将探测结果与用另一种无损检测方法的结果相校核后,再确认裂纹深度。

裂纹的处理 当得知裂纹的长度和深度后,便可选择处理裂纹的方法。对于达到使用寿命而产生材质老化的铸铁汽缸上的裂纹,一般先在裂纹两端钻止裂孔,然后挖去裂纹部分的金属直至裂纹消除,继而将焊接坡口加温至低于 250℃,以排除长期运行中渗入的蒸汽(气体),再在这坡口上钻较一排螺孔,栽入短的低碳钢螺柱以加强铸件母材与熔焊金属的接合。焊补可用碳钢焊条(先用镍基焊条焊上底层)或全部用镍基焊条进行铸铁冷焊。当汽缸上裂纹较长而接近于穿透时,在裂纹挖除并补焊后,还可在裂纹两侧的汽缸外表面上用一厚钢材贴合的覆板加紧固销钉予以加强。当汽缸裂纹长度和深度均不大,即对强度的影响仍在许可范围内时,也可仅在裂纹两端钻 $\phi 10$ mm的止裂孔,于除去裂纹后不加补焊。以上方法适用于中小型机组的铸铁汽缸。对高温高压大型汽轮机合金铸钢汽缸裂纹,只能用挖补的方法,在焊补前将裂纹两侧的金属全部挖掉并清理干净,再进行焊补将裂纹填满。合金钢汽缸焊补的方法有两种,即异种钢焊补法和同种钢焊补法。异种钢焊补法,就是焊补用焊条材料与汽缸材料不一样,一般为不锈钢(例如 A-137, Cr18Ni9; A-307, Cr22Ni12Mo; A-507, Cr14Ni22Mo5)。异种钢焊补,一般是在冷状态下焊补。焊补前先在焊缝剖口表面用 $\phi 3.2$ mm的 A-507 焊条打一敷焊层,然后再逐层堆焊将焊缝填满。同种钢焊补就是所用焊条材料与汽缸一样。同种钢焊补须将汽缸焊缝两侧 400~500 mm 宽的范围内用工频感应加热,并保持在 300~350℃下进行焊接。每焊一层必须锤击敲打消除应力(锤击深度按照工艺规程)直至焊满为止。焊完后加热到 600~800℃下正火处理。通常处理后残余应力可控制在 0.3 MPa。

qilun fadianjī jīzuò shīgōng

汽轮发电机基座施工 (turbine-generator pedestal construction) 汽轮发电机基座属构架式基础,施工要求高,难度大,一般分 2~3 次施工。施工方法有现浇混凝土基座和预制装配式基座两种。

施工的关键是如何保证基座纵横向轴线的精确度以及各留孔和埋件位置的准确。

现浇混凝土基座 基座的底板和上部柱、梁、板等构件均为现浇混凝土。

模板及支撑 基座的柱、梁构件截面大,埋件和预留孔洞多,在模板及支撑系统施工前,为了埋件位置的准确和整体稳定,先要做配模设计,对受力的模板与支撑进行强度、刚度和稳定的计算,选择合理的支撑材料、截面和间距。垂直支撑除要设置水平杆和斜杆保持稳定外,其下部要尽量撑在混凝土底板上,若需支撑在基土上,则应将该处基土夯实并使用有足够的支承面积的垫板。梁的底模在安装时要起拱,起拱度一般为 1‰~3‰。底板的外模板在底板钢筋绑扎完成后安置,其斜支撑应撑在四周外侧的有足够支承面积的厚木板上或用扣件固定在斜向打入土中的锚杆上。梁和柱的侧模均用对穿拉条螺栓拉紧来平衡浇灌混凝土时出现的胀力。地脚螺栓宜采用整体组合式直埋,即用钢制的样板构架固定所有底脚螺栓的位置和标高,使之连成整体后再埋设,以确保位置的准确。为了保证直埋底脚螺栓和套管的垂直度满足要求,宜在框架梁腰位置用角钢将其联成一圈,以固定螺栓的下部位置。为了防止底脚螺栓在浇灌混凝土时下沉,宜将螺栓顶标高提高 10~15 mm。

钢筋配置 安装基座底板钢筋时,要设置便于架设上层钢筋的钢支架,该支架是一空间架构,除应有足够的承重能力外还必须有足够的纵横向稳定性。在下层钢筋的下面用混凝土垫块作保护层并调节标高。上部框架结构的钢筋安装,一般采用支撑、定位器和垫块等措施来保证钢筋的设计位置。钢筋的混凝土保护层,要用预制水泥砂浆垫块或混凝土垫块来保证。

混凝土浇筑 基座的底板混凝土应分层连续浇筑,不留施工缝。浇筑时,要布料均匀,分层顺向来回推进,随浇随捣固密实,层与层浇筑间隔应不超过混凝土初凝时间。底板混凝土是厚实实体,一次浇灌量较大,施工时必须注意防止因水泥水化热产生的升温和环境温度之差过大而出现裂缝。上部框架浇筑时,宜从两端对称按顺序进行。各柱的混凝土浇筑面高差不能太大,要妥善安排。浇筑后,要及时养护。分段施工缝的处理,需按规定办理。

拆模 汽轮机基座拆模工作应给予极大的注意,大型机组的基座因拆模过早而出现裂缝的已发生过多起。

二次灌浆 设备安装到一定阶段时,要进行设备的二次灌浆施工。为使新老混凝土黏结牢固,灌浆前,先将混凝土接触面凿毛,清刷冲洗干净,湿润 24 h 后再进行。灌浆宜选用优质原材料配制的细石混凝土,先灌地脚螺栓孔,继而再进行平面灌浆。平面灌浆近年来采用无收缩、大流动性和早强的灌浆材料,但还是要注意捣固密实以及进浆位置和排气孔的设置。





装配式混凝土基座 有非预应力装配式基座和预应力装配式基座两种。施工方法与装配式主厂房结构相似(见主厂房结构施工)。底板施工同现浇混凝土基座。

qi lun fa dian ji zu ji zu

汽轮发电机组基座 (turbine-generator pedestal) 承受汽轮发电机组静荷载及动荷载的构筑物。大中型机组的基座较多采用钢筋混凝土框架式结构。

基座尺寸一般随机组大小而异, 300 MW 机组的基座一般长 40 m, 宽 11 m, 高 12 m。为减小振动对厂房的影响, 在结构上, 基座四周应与厂房楼层分开, 成独立式布置。基座的基本要求是能将机组的重量均匀地传到地基上, 将运行中所产生的振动值控制在允许范围以内, 并要求基座的质量分布和整体刚度合理, 在设计中对基座作结构动、静力学分析。

钢筋混凝土基座 一般分为高频刚性基座和低频柔性基座两类。前者基座的频率大于机组工作频率(转速 3000 r/min 时为 50 Hz), 后者小于机组工作频率。高频基座在开机、停机和运行过程中不产生共振。框架式基座对大容量机组往往难于实现刚性, 故设计中多半偏向于低频基座。基座的动力模型是一个空间多自由度体系, 有 n 个自由度时就会产生 n 个频率。频率与质量、刚度以及材料弹性模量有关, 振幅与频率、振型、扰动力和材料阻尼有关。基座动力计算有频率法和振幅法两种。频率法是使基座频率至少避开机组工作频率值的 20%~30%。振幅法是使基础的振幅控制在允许范围以内, 已经考虑到频率的影响因素, 即使在共振区也可以做到, 但考虑因素较多。这两种方法计算结果与实测比较, 差异都较大。基座频率峰值在实测中往往不会出现, 而机组的临界频率峰值却很明显; 振幅值随机组平衡度而差异。如将机组轴系的质量、刚度、阻尼与基座联成整体分析, 频率振幅曲线可与实测值接近。经动力分析比较, 基座上部平台质量对减小振动效果比较明显, 而柱子截面小反而有利。轻型基座的特点是指在低频基础中仅缩小柱子截面而言。中国规范要求按振幅法控制动力计算, 根据机组布置先预定基座尺寸, 按空间力学模型进行多方案比较, 合理选择顶板、柱子及底板的型式和尺寸, 可用空间多自由度体系及两自由度体系两种方法计算振幅。一般要求顶板应有足够的质量和刚度, 尽量使顶板各梁的静挠度接近; 柱子在满足强度、稳定要求的前提下, 可适当减小断面; 底板应根据地基情况综合考虑, 使其具有一定的刚度。

基座顶部振幅控制标准为:

机器工作转速 (r/min) 3000 1500

允许振幅 $[A]$ (mm) 0.02 0.04

装配式基座 可分段预制, 加快施工速度和改善施工条件。在前苏联使用比较广泛并有定型的基座构件。中国姚孟电厂建成一台 300 MW 机组装配式钢筋混凝土基座, 用预应力钢筋拼装。由于构件类型多, 重量大, 拼装工作量大, 质量要求高, 尚未推广。

钢结构基座 能增加基座下部空间, 减轻自重, 减小机组轴承的动力负荷。但钢材耗量大, 中国尚处于研究试验阶段。

弹簧基座 在德国和瑞士使用较多。为了适应低转速机组要求, 在基座上部平台和柱顶之间设有可调整的螺旋形弹簧组, 通过弹簧吸收振动, 在柱顶以下可按静力设计。如基座产生不均匀下沉, 可能利用弹簧调整。这种基座对弹簧材质要求比较严格。中国在有的机组和辅机上已有使用。

qi lun fa dian ji zu zhou xue

汽轮发电机组轴系 (turbine-generator shaft system)

用联轴器连接在同一中心线的汽轮发电机组各转子构成的回转体。机组运行中反映的横向和轴向振动、扭振、临界转速以及稳定性等问题都与汽轮发电机组轴系特性有关, 而轴系特性与单个转子的特性有差异。(见轴系稳定性、转子临界转速)

轴系与单个转子的主要区别在于: ①轴系临界转速与单个转子临界转速有关, 但单转子在轴系中因轴端受到约束, 使该转子的临界转速在轴系中得到提高; ②转子支承标高相对变化, 对单转子是无意义的, 但对轴系特别是用刚性联轴器连接的挠性转子, 将使临界转速和振型均发生变化, 并使相邻轴承的载荷发生转移。其结果是使平衡不佳的挠性转子上的残余不平衡量引起运行时的振动发生变化; 对于载荷变轻的轴承则使失稳转速降低, 对于稳定性差的轴承, 容易发生油膜振荡。

qi lun ji

汽轮机 (steam turbine) 将蒸汽的热能转换为机械能的叶片式旋转原动机。汽轮机是火力发电厂主要设备之一, 它接受锅炉送来的蒸汽, 将蒸汽的热能转换为机械能, 驱动发电机发电。汽轮机的转速可以设计为定速或变速, 变速汽轮机可用于驱动风机、压气机、泵和船舶螺旋桨等, 定速汽轮机则用于驱动同步发电机。

汽轮机构造 汽轮机由汽缸和转子两大部分组成。转子位于汽缸内。一般汽缸分上下两半, 其前端为高压缸的进汽或排汽端, 后端为连接凝汽器的排汽口。汽缸内部有若干隔板, 隔板上镶有静叶(即喷嘴或导叶), 隔板直接装在汽缸或固定在隔板套上。转子与汽

缸同心。转子中心部分为主轴。主轴上有叶轮，叶轮外缘装有动叶。转鼓式转子的动叶直接装在转鼓上。每圈动叶都置于每圈静叶之后，组成汽轮机级。转子由轴承支承。主轴末端有联轴器，用以连接发电机。

汽轮机在起动或停运时，转子和汽缸因温度升降产生热胀冷缩而有相对位移，此时仍必须保持动静部分的轴向和径向间隙，以避免转子在汽缸中高速旋转产生碰磨。汽缸一般支持在基础台板上，高、中压汽缸

前后通常用猫爪搭在轴承座上，轴承座下设有座架，共同膨胀的汽缸与轴承座之间往往设有推拉杆连接，在基础台板和轴承座架上设有周密的滑销系统，以保证受热部分能定向自由胀缩并保持同心。

汽轮机本体同凝汽器、回热加热系统、调节保安系统、监视仪表、油系统和汽水系统等构成汽轮机组。图1给出了中国哈尔滨汽轮机厂制造的600MW汽轮机的剖面图。

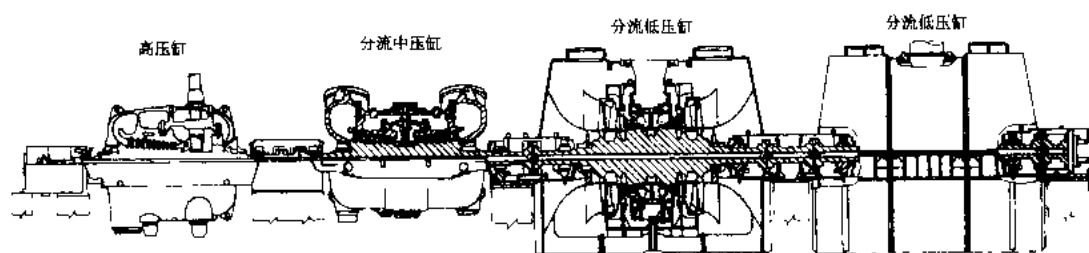


图1 哈尔滨汽轮机厂制造的600MW反动式汽轮机剖面图

汽轮机工作原理 汽轮机遵循兰金循环原理进行工作。来自锅炉的蒸汽经主汽门和调节汽门进入汽轮机的各级。蒸汽在每一级的静叶间膨胀加速，将焓降转变为蒸汽的动能，即蒸汽降低压力和温度，形成高速汽流，流经动叶，推动转子旋转。蒸汽经动叶流道折转进入下一级的静叶，使蒸汽的焓值再一次下降，转变为动能，流向动叶，推动转子旋转做功。蒸汽如此逐级行进，直到末级动叶出口排入凝汽器。还有一种汽轮机动叶之间的蒸汽通道也制成喷嘴形状，蒸汽的焓在动叶中也逐级下降，转变为高速汽流喷出，动叶接受此高速汽流的反作用力，也推动转子旋转做功。

蒸汽排入凝汽器后被冷凝为凝结水，由水泵经回热系统送回锅炉再行加热，变为具有一定压力和温度的蒸汽，继续进入汽轮机做功。

汽轮机的主要性能参数和指标 载于汽轮机铭牌和说明书上的主要性能有汽轮机的额定容量、主蒸汽参数、中间再热蒸汽参数、排汽压力、转速、抽汽参数和抽汽量以及热耗率等反映汽轮机基本性能的参数和经济指标。但作为驱动发电机的原动机，汽轮机的主要性能还应包括可靠性、负荷适应性和可控性等方面的指标或要求。

汽轮机的容量 即汽轮机的输出功率，俗称出力，是汽轮机主轴联轴器端输出的功率，一般是指汽轮机驱动发电机所能发出的功率。这是汽轮机最主要的性能。汽轮机容量（功率）的定义颇为复杂，常用的有额定容量和最大容量两种。另外用到的还有一种汽门全开容量。

额定容量（额定功率）（RL）是汽轮机在规定的热力系统和补水率，各项参数（包括转速、主蒸汽、再热

蒸汽的压力和温度）均为额定值以及对应于规定排汽压力等条件下，透平发电机端能连续输出的功率。此功率应在铭牌上标示，故又称铭牌容量。

最大容量又称最大连续出力（MCR），是指汽轮机在制造厂给定的蒸汽初终参数、热力系统、补水率等条件下维持最大连续进汽量可在透平发电机端长时间输出的功率。一般最大连续进汽量即为设计规定的汽轮机在夏季能发出额定功率所需要的蒸汽流量。

汽门全开容量（VWO）是指调节汽门全开时的进汽量下所能发出的功率。它主要考虑机组老化仍可发出额定功率而预留，一般情况下可利用这一部分富裕出力满足机组调频的需要。

经济性 汽轮机经济性的重要指标是它的净热耗率HR，即扣除厂用电每送出1kW·h电能所耗用的热量，统称为热经济性。这与汽轮机静叶与动叶中的能量转换效率有关，更与热力循环及其参数有关。例如提高蒸汽的压力和温度，降低排汽压力，采用给水回热和中间再热，以及增大单机容量等都可提高汽轮机的热经济性。300~600MW汽轮机的热耗率约为8080~7650kJ/(kW·h)。但运行中因参数偏离，负荷波动，汽水损失和起停耗功等原因，实际运行的热耗率比制造厂家的保证值要大。

但汽轮机的经济性不仅包括热耗率，还应包括每1kW·h电能所分摊的固定成本。这就与机组可用率有关，也与机组每千瓦容量的造价有关。一般认为提高单机容量可降低每千瓦容量造价，同时还可提高蒸汽参数，因此在相同可用率的情况下，提高单机容量不仅能降低单位千瓦造价，还能降低热耗率。但提高蒸汽参数和增大容量达到某一限度时，则其可用率有下降趋

势,发电量反而减少。目前认为单机容量为 500~800 MW,蒸汽参数为亚临界(17 MPa)或超临界(24 MPa)的机组有较好的综合经济性。

可靠性 汽轮机能在额定功率下连续运行的性能。汽轮机任何零部件的失效都可能使汽轮机达不到额定功率,或被迫停机检修。这不仅影响连续供电,而且减少了发电量,增加了发电成本。如遇叶轮、转子或主轴损毁时,则可能造成机毁人亡的巨大事故。因此汽轮机的可靠性是十分重要的性能指标。可靠性一般采用可用率和强迫停机率来表示(见火力发电厂可靠性管理)。

电力工业不仅要求汽轮机少出事故,而且要求检修间隔长,检修时间短,因而更重视机组的可用率。较高的可用率不仅表示机组安全性好,也表示能多发电,可减少电网中的备用机组容量,对电力工业的经济性有很大影响。一般技术成熟的大容量汽轮机,可用率约可达 90%~95%。

负荷适应性 电力工业发、供、用电同时完成的特点要求汽轮机的输出功率要随外界负荷的变化而变化,这就是负荷适应性。负荷适应性包括起动特性,升负荷速率,是否具有带低负荷或两班制运行(每日起停一次)的调峰能力等。

可控性 一般指机组起动和调整负荷的难易程度,如动静部分容易摩擦,膨胀不畅,调速系统不灵,轴系稳定性差,容易激振等,都称为可控性较差。可控性没有公认的指标,一般认为可控性差属于设备缺陷,主要决定于设备设计和制造水平,有的可在运行初期协同制造厂予以消除。

汽轮机的型式与分类 汽轮机的型式和分类可以从工作原理、功能、蒸汽参数、级数、汽缸数、轴数、旋转速度和汽流方向等进行区分。

按工作原理分类 可分为冲动式汽轮机和反动式汽轮机两大类。蒸汽主要在喷嘴或静叶间膨胀的汽轮机称为冲动式。蒸汽在静叶间和动叶间都膨胀的汽轮机称为反动式。(见汽轮机通流部分)

按汽轮机的功能分类 可分为凝汽式、抽汽供热式和背压式三大类。凝汽式汽轮机工作蒸汽除从中间级的级后抽出部分蒸汽供给水回热加热之外,全部排汽进入凝汽器冷凝成凝结水。这种汽轮机只带电力负荷。抽汽供热式汽轮机是指蒸汽在汽轮机内工作的中途尚未进入凝汽器之前抽出一部分供热力用户使用的汽轮机。它可同时带电力负荷和热力负荷。背压式汽轮机是指蒸汽排出汽轮机后不进入凝汽器,排汽仍有较高的压力,可用于供热或其他用途。高压背压式汽轮机还可作为前置汽轮机用于中低压发电设备的技术改造,以其排汽代替中低压锅炉向原有的中低压汽轮机

供汽发电,从而提高全厂的热经济性。抽汽供热式汽轮机和背压式汽轮机均属于热电联产汽轮机。图 2 表示汽轮机按功能分类的示意图。

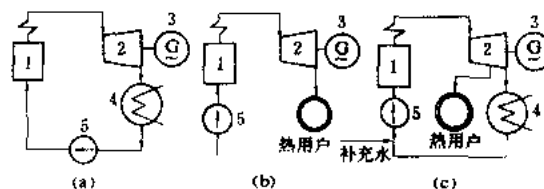


图 2 汽轮机按功能分类示意图

(a)凝汽式汽轮机;(b)背压式汽轮机;

(c)抽汽供热式汽轮机

1—锅炉;2—汽轮机;3—发电机;4—凝汽器;5—给水泵

按蒸汽参数分类 可分为低压(2.4 MPa 以下)汽轮机,中压(3.5 MPa 左右)汽轮机,高压(9.0 MPa 左右)汽轮机,超高压(13 MPa 左右)汽轮机,亚临界压力(17 MPa 左右)汽轮机,超临界压力(24 MPa 左右)汽轮机和超超临界压力(>31MPa)汽轮机。

按级数分类 可分为单级汽轮机和多级汽轮机。单级汽轮机只适用于驱动小功率的油泵或水泵等。发电用的都是多级汽轮机。

按汽缸数分类 可分为单缸汽轮机和多缸汽轮机。单缸汽轮机只用于中小容量机组,大容量汽轮机都为多缸结构,其汽缸可分为高压缸、中压缸和低压缸三种。有的高压和中压转子联合在一个汽缸内,称为高、中压合缸。高、中、低压汽缸都有单流和分流之分。分流汽缸的蒸汽从中部进入由两端流出,可以增加汽缸的功率,平衡轴向推力。由于在空气动力学和强度振动方面都遇到很苛刻的条件,汽轮机末级叶片的长度受到限制,使单排汽口的通流面积有限。大容量汽轮机的低压缸都采用分流,即使每个低压缸有两个排汽口。现代大型汽轮机的每一个排汽口可通过的蒸汽约可发电 150MW,故单机容量为 300MW 的汽轮机采用一个双排汽口的低压缸,600MW 则要两个双排汽口的低压缸。汽轮机汽缸排列可参阅图 3。(见汽轮机汽缸)

按汽轮机轴数分类 可分为单轴汽轮机和双轴汽轮机。这里所说的轴是指汽轮机转子与发电机转子用联轴器联成一根对中的轴系。一个轴系的称为单轴汽轮机,两个轴系的称为双轴汽轮机。后者是为了降低末级叶片的离心力,增大排汽口面积,将低压转子的转速设计为高压转子转速的一半,组成另一轴系,两根轴系各带一台发电机运行。也有因发电机的容量限制,设计成转速相同的双轴机组的。图 4 所示为 1300MW 双轴汽轮机配置示意。

按旋转速度分类 可分为全速汽轮机和半速汽轮机。全世界范围内电力频率只有 50 Hz 和 60 Hz 两种。

例如中国和欧洲为 50 Hz, 美国为 60 Hz。故发电机的转速最高为 3000 r/min (50 Hz) 或 3600 r/min (60 Hz)。汽轮机具有这种转速的为全速汽轮机, 转速为 1500 或 1800 r/min 的为半速汽轮机。一般火电单轴机组都为全速, 双轴汽轮机的低压轴则可能为半速。

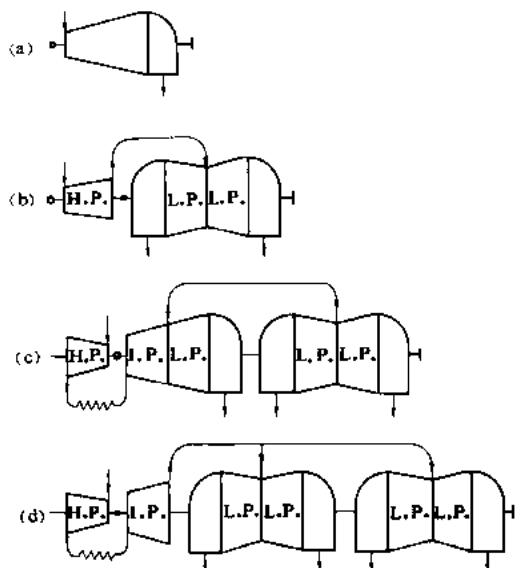


图 3 汽轮机汽缸排列示意图
(a) 单缸汽轮机; (b) 双缸双排汽汽轮机;
(c) 三缸三排汽汽轮机; (d) 四缸四排汽汽机
HP—高压缸; IP—中压缸; LP—低压缸;
·—推力轴承; ~—再热器

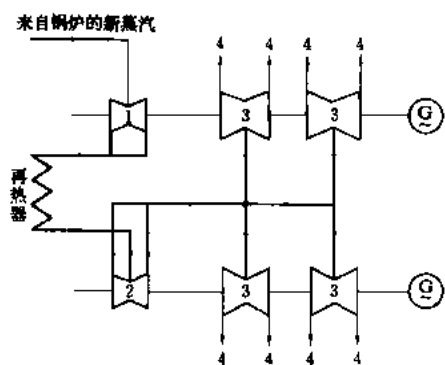


图 4 双轴汽轮机配置示意图
1—分流高压缸; 2—分流中压缸; 3—分流低压缸; 4—排入凝汽器

按汽流方向分类 可分为轴流式和辐流式汽轮机。蒸汽沿轴的大致水平方向由前向后流动称为轴流式汽轮机。辐流式汽轮机有两种形式, 即向心式和离心式都有应用。辐流级的汽流方向总是垂直于转子的旋转中心线(见汽轮机级)。小容量辐流式汽轮机起动快, 曾获得较好的运行效果, 但容量愈大, 运行可靠性愈差, 已应用较少。

• 498 •

简史 早在公元前 120 年亚历山大的希罗记述了古埃及利用空心球中蒸汽喷出的反作用力而使其旋转的装置, 可称为反动式汽轮机的雏型。公元 1629 年意大利科学家 G. de 布兰卡 (Giovanni de Branca) 首先利用从加热盛水容器中喷出的汽流推动一个轮盘旋转, 这便是冲动式汽轮机的原形, 但这些只是玩物(图 5)。直到 1883 年, 瑞典工程师 C. G. P. de 拉伐尔 (Carl Gustaf Patrik de Laval) 建造了第一台有实用价值、功率为 3.67 kW 的汽轮机。这是一台单级冲动式汽轮机, 转速高达 26000 r/min。他解决了由于高转速引起的机械强度和振动问题以及喷嘴设计问题。1884 年英国的 C. A. 帕森斯 (Charles Algernon Parsons) 制成 7.46 kW 的多级反动式汽轮机。这台汽轮机具有两个叶轮组, 每组共有 15 个叶轮, 叶轮直径仅有 75 mm, 转速为 17000 r/min。1900 年美国的 C. G. 柯蒂斯 (Charles Gordon Curtis) 制成单压力级多调节级的冲动式汽轮机。进入 20 世纪, 法国 A. 拉托 (Auguste Rateau)、瑞士 H. 佐莱制成了多级冲动式汽轮机; 1910 年容克斯脱莱姆 (Ljungstrom) 兄弟建议制成辐流式汽轮机, 上述多级反动式和冲动式汽轮机便是现代大容量汽轮机的基形。

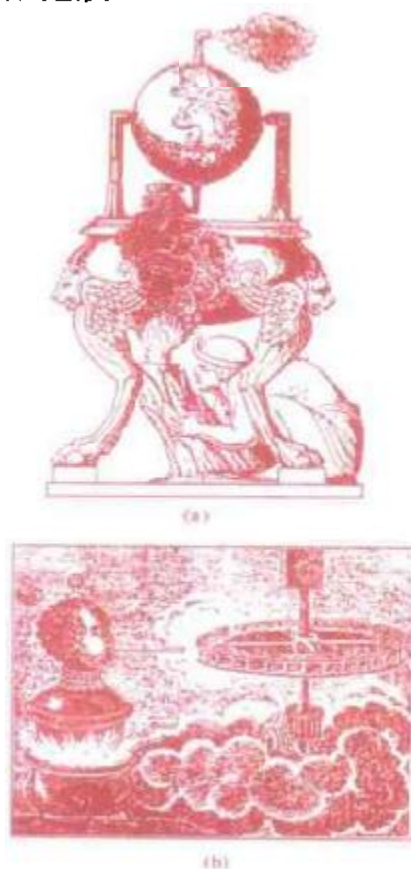


图 5 汽轮机的原始雏型
(a) 希罗的汽转球; (b) 布兰卡的转轮

19 世纪后期,随着电动机和电灯的出现,电力负荷迅速增长,促使电力工业的发展。进入 20 世纪,电力工业的发展更加突飞猛进,原来作为发电厂原动机的往复式蒸汽机,因其固有的缺点——单机容量小、效率低、转速低、运行不平稳,而让位于汽轮机。

汽轮机的发展往往是伴随着增大单机容量和提高蒸汽参数,但发展过程有反复。1960 年美国投入一台单机容量为 325 MW 的两次中间再热汽轮机,蒸汽参数为 34.5 MPa,649/566/566℃。但这台汽轮机的运行情况不理想,后降低参数为 31 MPa,610/566/566℃运行。目前世界上大机组的单机容量约为 500~800 MW,最大单轴汽轮机为 1200 MW,双轴为 1300 MW (参见彩图插页第 22 页 42 图和 43 图),蒸汽压力一般为 16.5~18 MPa 的亚临界或 24 MPa 左右的超临界,随着超临界压力机组的更广泛地被采用及超超临界压力机组的发展,新蒸汽温度则从 538℃ 提高到 566℃,并有向更高温度 600~700℃ 发展的趋势,中间再热蒸汽温度则从 566℃ 向更高温度发展。

中国第一台用于发电的汽轮机于 1907 年在上海投运,是英国帕森斯 (Parsons) 公司制造的 800 kW 机组。1949 年前容量最大的机组是 1941 年在抚顺发电厂投产的 53 MW 中压机组,蒸汽参数最高的是 1947 年在上海杨树浦电厂投运的 15 MW 前置式汽轮机,汽压为 8.4 MPa,汽温为 496℃。50 年代初期引进捷克和苏联技术,中国制造的第一台汽轮机,容量为 6 MW,1956 年首先在淮南电厂投运。以后陆续制造出 12、25、50 MW 中压和高压机组,1959 年投运了 100 MW 汽轮机。再后中国自行设计制造了 125、200、300 MW 汽轮机,分别在 1969 年、1972 年和 1974 年投入运行。以后 1982 年和 1985 年分别投运了日本三菱 (Mitsubishi) 公司 350 MW 和法国阿尔斯通 (Alsthom) 公司 600 MW 机组。引进美国西屋 (Westinghouse, WH) 公司技术自行制造的亚临界压力 300 MW 和 600 MW 机组分别于 1987 年和 1989 年投运 (参见彩图插页第 24 页 46 图)。90 年代初又相继引进了 ABB (Asea Brown Boveri) 超临界压力 600 MW 汽轮机 (参见彩图插页第 23 页 45 图) 及苏制 300、500 和 800 MW 超临界压力汽轮机和西门子 (Siemens) 公司超临界压力 900 MW 汽轮机。

汽轮机的技术派系 20 世纪前期,世界工业发达国家汽轮机制造业竞争激烈,许多派系已被淘汰,发电用汽轮机仅留下多级轴流的反动式和冲动式汽轮机。有代表性的厂家是美国的通用电气 (General Electric, GE) 公司和西屋电气公司,欧洲的 ABB 公司和西门子公司。

(1) 通用电气公司汽轮机的特点:采用冲动式。单

机容量在 600 MW 以下时,高、中压合缸,流向相反。600 MW 以上高、中压分缸,高压第一级为分流,其余为单流;中压缸为分流。采用自由悬挂主汽门和调节汽门。外缸在中心线上支承。每个转子有两个轴承,采用普通椭圆瓦或可倾瓦。推力轴承为固定斜面瓦块。大型汽轮机采用整锻转子,调节级叶片为双层围带,第一层是整体围带,其上有铆钉头用以铆接第二层围带。中间级叶片均为铆接围带。用于 50 Hz 的末级叶片顶部整体围带,连结成组。60 Hz 的末级叶片采用板形铆接围带。末级叶片均有拉筋 (金)。喷嘴室为锻造,配汽采用联合调节方式,装有进汽方式选择器,运行人员可选择喷嘴调节或节流调节方式。

(2) 西屋电气公司汽轮机特点:容量大于 150~200 MW 的汽轮机为反动式,中小容量机组为冲动式。小于 550 MW 的机组采用高中压合缸,流向相反。550 以上至 900 MW 的机组则为四缸四排汽口,高中压分缸,高压缸为单流或分流,中压缸均为分流。调节级为单列冲动式,其余叶片均为反动式。调节级动叶片每三片的叶根连成一组,由整块锻件制成。高压级为直叶片,中压级所有动叶片均为 75 mm 宽,锻制锥形扭叶片,轴向插入枞树形叶根。用于 60 Hz 的末级叶片为自由叶片。中间再热主汽门和调节汽门为联合体,在快关时,可承受冲击负荷。主蒸汽和再热蒸汽进口处具有防止高温蒸汽与转子表面接触的装置,可降低转子表面温度。

(3) ABB 公司汽轮机特点:一律为反动式。大容量机组一般采用高中压分缸,高压缸为单流,大于 400 MW 机组的中压缸为分流。600 MW 级机组采用四缸四排汽。世界上最先 (1973 年) 投产的容量最大达 1300 MW 机组由该公司制造,为双轴六缸八排汽口,高压和中压缸均为分流。一概采用转鼓式焊接转子,焊接式调节级叶轮。高压内缸中分面不用法兰螺栓连接,而采用 5~10 个紧圈红套使上下汽缸箍在一起。相邻两个转子之间只有一个轴承支撑,轴承曾用可倾瓦,后来采用改进的囊型瓦,推力轴承为密切尔式。联轴器与转子为整锻件,联轴器螺栓埋头,中有剪力环。一般除末级和次末级外,均采用圆柱型等截面型线,动、静叶片型线相同,末级为自由叶片。采用自充满主油泵。汽缸切向进汽。

(4) Siemens 公司汽轮机的特点:采用反动式。大容量机组采用高中压分缸。300 MW 以上机组中压缸多为分流;根据机组容量的不同可包含 1~3 个分流低压缸。低压末两级采用自由叶片,其他低压级则为整体围带叶片。超临界压力大功率机组的高压外缸采用罐式结构,没有中分面,若为两次中间再热机组,第一中压段也采用单流罐式结构。高压段有时采用无调节级

设计以降低热耗。转子为整锻结构。所有轴承座均刚性落地,两汽缸之间只用一个轴承支承转子。低压缸直接支承在汽机平台上,低压外缸与凝汽器刚性联接。机组死点设在高中压缸之间,可缩短中低压缸轴向间隙,减少泄漏,提高效率。机组采用变压运行,全容量旁路,机组的调峰性能良好,能够适应频繁起停。机组大修周期长达8~12年。

世界上许多有名的汽轮机制造厂家,均有长期的独立的发展经历,也有不少是引进上述几家制造技术,但全部都可划分为制造冲动式或反动式汽轮机两大类。例如制造冲动式汽轮机的除美国通用电气公司之外,还有日本的东芝(Toshiba)、日立(Hitachi),法国的阿尔斯通,意大利的安莎多(Ansaldo),英国的通用电气公司(GEC)和前苏联的列宁格勒金属工厂(LJMB)和哈尔科夫透平发电机电厂(XHTB)等。制造反动式汽轮机的除美国西屋电气公司、ABB公司等外,还有日本的三菱和富士(Fuji)等公司。中国主要大型汽轮机制造厂家有哈尔滨、上海、东方汽轮机厂和北京重型电机厂,除了继承苏联、捷克技术制造冲动式汽轮机之外,也多方引进美国西屋公司、日本日立制作所、法国阿尔斯通公司以及其他公司的制造技术,因此将是冲动式与反动式汽轮机兼容并蓄,集世界各名厂家之所长,为发展中国自己的技术奠定基础。

展望 汽轮机的技术发展,以前着重于增大单机容量和提高蒸汽参数,近来则主要着重于提高经济性和可靠性。随着技术的进步和电力工业的不断发展,百万千瓦级的汽轮机将获得进一步发展。超超临界参数机组将在新的基础上向前发展,使汽轮机效率前进一大步。汽轮机模块化设计技术、关键零部件的可靠性设计技术,通流部分优化技术,钛合金叶片的发展,弹塑性理论和断裂力学的发展,以及汽轮机故障诊断技术和控制技术的进步,都将使汽轮机的经济性、可靠性和负荷适应性进一步提高。

在可预见的未来,各种新能源和正在研究开发的新型发电方式(除光电池和燃料电池外),如各式燃气轮机的联合循环、磁流体发电的联合循环、地热、快堆以及可控热核反应等,都要经过汽轮机驱动发电机的热电转换过程。预计那时将会出现适用于各种新能源和新型发电方式的各类汽轮机。

汽轮机安装

汽轮机安装 (steam turbine erection) 汽轮机各组合零部件通过检查、清理、刮削、校正、检测、连接、平衡、冲洗和试验等工艺手段在基座上进行的整体装配及检查工作(参见彩图插页第47页103图)。包括汽轮机本体、油系统和调节系统安装。

汽轮机本体安装 主要工序有汽缸组合、台板就位、汽缸找正、负荷分配、轴承安装、转子安装、通流部分安装及汽缸扣盖。要求各支承点荷载均衡、各汽缸与发电机轴系中心一致、汽缸内部各间隙正确,在高温、高压、高转速的工作条件下能安全、经济运行,不产生振动、摩擦、泄漏、温升过高等不良现象。

汽缸组合 汽缸一般是分段制造,法兰连接。组合工作要求保证汽缸各接合面的严密性和汽缸洼窝相对位置的正确性。汽缸组合通常有圆筒形和水平组合两种方式。

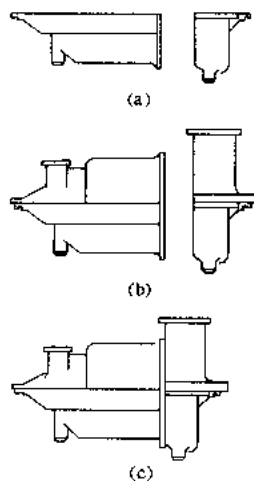


图1 汽缸圆筒形组合示意图

(a) 下缸就位; (b) 分段组合成圆筒形; (c) 二段汽缸组合

圆筒形组合是先将汽缸分段各自组成为一整圆筒,再进行垂直面的连接(图1)。这种组合方式可以增加部件的刚性,能保证汽缸外形和部件相关位置的正确性。同时由于垂直接合面是整圆,连接螺栓可以均匀对称紧固,对保证垂直接合面的严密性有重要作用。

台板就位 台板是支持汽轮机或轴承座的基础底板,并通过地脚螺栓牢固地与基础连成一体,台板不但支承汽轮机全部重量,运行时还承受汽缸膨胀所引起的推力和汽轮机运行时蒸汽对汽缸所施加的反作用力,为保证机组运行时台板支承平稳,不致产生脱空或倾覆现象,台板在就位前要按接近安装状态位置对台板与轴承座底面(或滑块面)进行涂色检查,以接触点均匀分布为合格。

台板就位可以依次单独就位,也可以与轴承座、汽缸组合在一起就位。利用调整台板下的垫铁、混凝土垫块或螺栓千斤顶对台板找正、找平,以达到标高、扬度符合要求,并且轴承座与台板承力面间、汽缸与台板承力面间没有间隙,纵、横销间隙正确,使汽轮机热膨胀不受阻碍。通常台板就位是汽轮机安装开始的标志。

有的机组是无台板结构,即轴承座或汽缸直接搁在带有自位调节的球面支持上。这种机组安装时对支持面与基础间的浇灌要求十分严格。浇灌时要求基础干燥,表面层平整、不得有油或油漆、支持面的标高准确。浇灌材料用树脂砂浆。

汽缸找正 汽缸找正的目的是使汽缸和轴承座的纵向中心线处在同一个垂直平面,并使各中心线在垂直平面中形成一条连续轴线。汽缸找正都依前后轴承座为找正基准件,轴承座油挡洼窝中心为找正基准点。

找正的方法常用拉钢丝法或激光找正法。拉钢丝法是在汽缸前后轴承座油挡注窝圆心上架上一校正钢丝(直径0.5 mm),以此钢丝逐段校正汽缸各注窝的偏差位置。为了提高测量精度,在测量时可配用声(光)信号的导电装置帮助测量。激光找正(参见彩图插页第48页104图)是把激光发射器放置在一端的轴承注窝中心,接收靶放在另一端,调整激光束的位置符合中心线,即作为基准光轴,然后把接收靶逐次放在当中的各被检查的注窝中心,按照接收靶指示的偏差值进行调整,中国制造的高精度激光准直仪的激光束的方向漂移,在40 m处,每小时小于0.1 mm。

此外要进行汽缸水平调整。汽缸横向水平偏差过大,运行时汽缸在横向分力的作用下,会产生位移使汽缸中心发生变化。

汽缸负荷分配 多支承面的汽缸在找正、找平后,并不能表明汽缸各支承面受力均衡。为防止由于个别支承面不受力或少受力而产生运行时汽缸不稳定现象,在安装时还需用猫爪垂弧法或测力计对汽缸支承面的负荷重新分配。猫爪垂弧法是轮流抽去左、右猫爪的垫片,测量猫爪自然下垂的值,两边垂弧值的差值,即是两边负荷分配的比值,用改变猫爪垫片厚度来求得猫爪支承面的负荷合理,它适用于二支承的静定结构汽缸;测力计是一类似弹簧秤的测荷工具,将它装在汽缸各支承面的设定位置上,按设计要求调整测力计,测力计上的千分表指示数值即为支承点实际受力情况。

轴承安装 汽轮机轴承有支持轴承和推力轴承两种,都是巴氏合金材料的滑动轴承,并用汽轮机油润滑,使轴颈与轴承间、推力盘与推力轴承间形成油膜,以减少摩擦力,并把摩擦产生的热量带走。为要形成良好的油膜,在安装时必须使轴颈和轴瓦光洁,并有符合规定的油隙、接触宽度及装配紧力。否则会使油膜破坏,致使轴承发热,轴颈振动,甚至轴与轴承间咬死。大型汽轮机的最大轴承直径已经超过500 mm,其轴颈的圆周速度已超过50~60 m/s,相应地轴承内油膜的流动也已从层流转向紊流,对高速轻载的转子容易引起油膜振荡,故在安装时要特别注意轴承的负荷分配。为使轴承负载合理,有些机组采用装有荷重计的起吊工具,将轴颈吊起,抽出轴瓦,恢复轴颈原有扬度,进行轴承荷载核对。安装时还应注意轴承紧力,避免因紧力过大造成轴承自位不灵而变更转子临界转速。安装轴承上部监视瓦块轴承合金温度的热电阻测温元件时,使元件离轴承合金的工作表面2~2.5 mm,与瓦块测量孔的配合间隙在0.2 mm以内。安装时应注意元件与轴瓦的固定是否稳固,要保护好元件的引出导线,不要拉得过紧,引出口处应有防渗油措施。

转子安装 汽轮机转子安装主要是轴封注窝按转

子找中心及转子按联轴器找中心。

轴封注窝按转子找中心,目的是使转子中心线与汽缸轴封注窝中心线之间在安装时保持一相对位置,使运行时两中心线尽可能重合。汽轮机从冷状态向运行状态过渡时,由于轴承座及汽缸在垂直方向的热膨胀、汽缸的热变形、汽轮机基础框架受热变形、轴颈下油膜厚度的变化以及凝汽器内真空的形成,都会使中心位置变化,在安装时必须考虑到这种变化,才能真正达到找中心的目的。

转子按联轴器找中心是在联轴器外圆柱面及端面上选取测点,用百分表、塞尺及其他附件进行测量(见图2)。测量时在外圆上作四等分记号,同时转动二轴并保持二联轴器相对位置

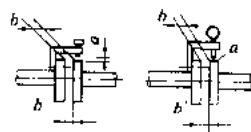


图2 联轴器找中心

不变,以消除加工所产生的误差。一般对单轴双支承的转子找正,大都要求联轴器同心并且端面平行;对二轴三支承,为减少中间轴承负荷,常用下张口,具体的数据按制造厂要求或计算决定;在多轴系中,转子的找正,要考虑各轴承在运行后的温差及联轴器自重对中心的影响,合理选择轴颈扬度,使轴系中心在运行状况下成一平滑的曲线和轴承负载符合设计要求。

安装时,仅考虑运行状态下对轴系的影响是不够全面的,在实际安装过程中还有很多影响找中心的因素,例如在安装过程中,随着各重件逐步就位,非岩石性基础会发生不均匀下降。特别是大型机组轴向长度大,基础上各处荷重又相差悬殊,基础不均匀下降将会使找中心结果发生变化,尤其是在安装凝汽器的部位,因此在找中心过程中可根据具体情况增加联轴器的上张口数值,以期抵消基础不均匀下降的影响。

通流部分安装 汽缸内部蒸汽流动经过的喷嘴、隔板、轴封与汽缸和转子相对位置的装配质量,对汽轮机运行的经济性和安全性有极大影响。通流部分的安装分隔板、轴封套找正和通流部分间隙调整两个部分。

隔板、轴封套找正的目的是使隔板静叶片的中心对正转子动叶片中心,并使隔板、汽封套在汽缸内的间隙均匀、准确,隔板的中分面与汽缸中分面平行。找正方法一般采用拉钢丝或激光找正,或用假轴找正。根据测得的中心数据,变更隔板、隔板套、轴封套下的挂耳垫片厚度或销钉位置,来调整其位置达到要求。

通流部分间隙包括每级动、静叶片,隔板汽封,端部轴封的轴向、径向间隙和叶片覆环的阻汽片、铆钉头间隙。间隙测定时应将转子置于工作位置,为了消除叶轮轮体加工误差的影响,对每个测点都要从转子两侧



的两个位置(初始位置和旋转 90° 后的位置)进行测量。测量工具用塞尺或标准塞块进行,对径向上下侧间隙用贴橡皮胶布法或压铅丝法检查。轴向间隙调整可改变联轴器间垫片厚度、推力轴承或其轴承套的位置以移动转子的轴向位置,或调整隔板的轴向销钉尺寸来移动隔板位置。径向间隙调整可改变汽封环下垫块厚

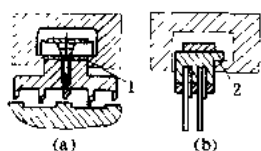


图3 汽封径向间隙调整示意图

- 1—汽封环调整垫块;
2—汽封环承力部位

度(图3, a),修刮汽封环在洼窝中承力部位(图3, b),必要时汽封梳齿可用装在镗杆或假轴上的专用刀架进行车削。由于汽缸自身的垂弧会影响径向间隙调整精度,在调整前可用假轴或激光测定汽缸合缸前后的垂弧变化。

汽缸扣盖 是上下汽缸的最终闭合工作,也是汽轮机本体安装的最后一道主要工序。现代火电厂的蒸汽参数都在 9 MPa 、 500°C 以上,首级的汽流已超过声速,在这样的速度下,若汽缸内部零件稍有松动或在汽缸内部留有异物,在高速运转时产生的后果是极为严重的,故在汽缸扣盖前需进行严格检查,以确认汽缸内部安装质量和清洁程度。

汽缸螺栓热紧 低压缸的蒸汽参数低,螺栓也小,紧固低压缸螺栓,除要从汽缸中部开始、左右对称分几遍均匀紧固外,无特别要求。高压缸的螺栓在高温应力作用下会产生应力松弛。故紧固高压缸螺栓要采用热紧,以施加一定的初紧力。一般分两步进行,第一次用 $500\sim 1000\text{ N}\cdot\text{m}$ 的力矩,将汽缸水平接合面的螺栓冷态拧紧,消除汽缸自重引起的结合面间隙,给热紧有一个较准确的起点。第二次用专用工具加热螺栓或拉伸螺栓,伸长后用标准长度的扳手,将螺帽旋紧或旋转一个规定长度的弧。

现代火电厂的蒸汽参数已提高到超临界压力(初压大于 22.8 MPa),即使采用双层缸设计,其内缸承受的压差也要超过 12 MPa ,在这种情况下,有些制造厂把内层缸设计成筒形结构,取消了中分面,也有的制造厂设计的内层缸虽有中分面,但不用法兰连接,而是采用几道合金钢环把两半汽缸箍起来的结构。设备在制造厂内总装,试车后整体出厂。为防止运输过程中转子与汽缸相对位置变动,出厂前在汽缸前后两端都装有运输环,将转子和汽缸相对固定定位。设备到现场后检查转子外露端与汽缸的轴向、径向相对位置与制造厂装配记录是否相符。安装时不作现场装配,只要将设备整体就位找正即可。但找正联轴器中心需分两个步骤。第一步不盘动转子,用塞尺及其他附件测量使同心度和平行度基本调到要求范围内。待顶轴油系统具备使

用条件后,盘动转子进行第二次找正。

油系统安装 要求清洁和严密不漏。油系统清洁十分重要,如果油质不洁或供油不畅将会使轴承损坏、调节系统卡涩,造成事故。油系统漏油,如果着火,后果将十分严重。安装工序有清理、安装和冲洗。

清理 油箱体及冷油器壳体采用喷铁丸或砂轮磨等机械方法清理。冷油器、滤油器、油泵及阀门等设备用溶剂清洗。管道不采用喷砂清洗,而用机械清理或化学清洗。用机械清理时,配用蒸汽吹扫数次以使管子骤热骤冷,将管内剩余附着物剥落。化学清洗采用单件浸泡酸洗,或将管件串联进行循环酸洗。

安装 要求无渗漏。可采用一次组合法施工,即除与设备接口用法兰外,全部管接头采用焊接。焊接需用氩弧焊打底、电焊盖面或全氩弧焊。为防止焊缝根部氧化,焊接时管内充氩气或氮氢混合气体保护。在靠近高温部件处的法兰或容易漏油的连接件处,都应用防爆油箱或防爆罩隔绝。安装后要进行检查,冷油器及管道用压力水(或透平油)检查,即灌水至油箱顶部,24h后检查应无渗漏。

冲洗 汽轮机本体安装完毕后对油系统作油循环冲洗,清理尚存的杂物,同时检查油系统的严密性。油冲洗可分为两个阶段:第一阶段是对润滑油路和调节油路分段冲洗,第二阶段是全系统循环冲洗。第一阶段油循环可用汽轮机供油泵进行,冲洗时可配以锤击管道、油温变化、通压缩空气搅拌油流等措施来提高冲洗效果。冲洗过程中根据油质脏污情况对油箱进行清扫。为缩短时间,可采用大流量冲洗,其流速为正常流速的二倍以上。可以使用油系统的交、直流油泵同时运行的方法;或将整个油系统分成几个回路单独冲洗;或在冲洗系统中增设一台大流量油泵;还可与大流量油泵串联精过滤器以提高效果。第一阶段冲洗到油质合格后,应清理油箱、检查轴瓦清洁情况。然后,调换新汽轮机油,进行第二阶段油循环。到再次取油样试验合格后,油系统才允许投入运行。

调节系统安装 调节系统是精密加工的重要部件,在制造厂内已经过装配和试验。但在运输、保管过程中可能受到沾污,部件整定位置也可能发生变化。故调节系统安装一般解体、检查、组装三个内容。安装工作要求是调节系统特性符合设计,安全保护装置动作灵活,运行时无渗漏油。

解体 以组装机形式并有铅封出厂的调节系统设备,不需解体。无铅封或超过保证期的,一般应解体检查。解体前要记录好制造厂原装尺寸及位置,并仔细检查设备内部的清洁情况。

检查 膜-带式、无绞接式和喷射式调节器不用检查。液压调节器着重检查对油压波动敏感部件的装配

间隙,如旋转阻尼、脉冲泵的稳压环间隙、放大器蝶阀间隙等。对铰接点较多的连杆、杠杆传动装置、齿杆、凸轮传动装置,着重检查铰接点活动关节油隙及润滑情况,以减少调节系统的迟缓率。对自动主汽阀、调节汽阀的阀芯与阀座接合面用着色或冲水方法检查,以防止过量蒸汽进入汽轮机,造成汽轮机不能维持空负荷运转。

组装 根据解体时记录的尺寸及位置,结合制造厂内试验报告的数据,对设备进行组装。调整各滑阀、活塞、调节喷嘴、杠(连)杆位置及其工作行程、行程自由度。对各滑动部件作全行程的试动作,用手拉动及转动滑动件时应手感灵活,为保证调节油压稳定,各部件法兰接触面都应用标准平板检查。

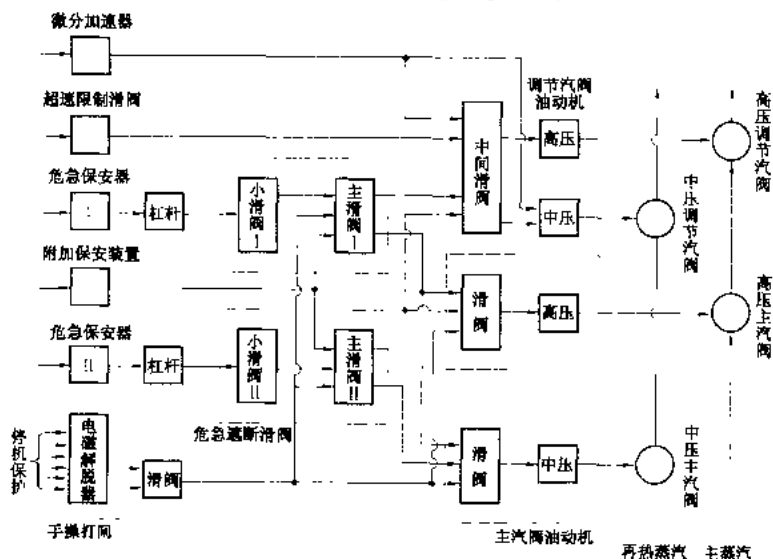
调节系统安装后,汽轮机试转前应在汽轮机静止状态下作调节系统整定试验,以确保各部套静态参数符合要求。在汽轮机投入运转后应作汽轮机调节系统静态特性试验,进一步检验安装质量和调节系统性能。

汽轮机保安系统

(steam turbine protection system)

对汽轮机实行安全保护的装置。为保证汽轮发电机组安全运行,除要求汽轮机调节系统动作可靠外,还应设有必要的保安装置,以便在事故或异常工况下及时动作,防止设备损坏和扩大事故。保安系统具有参数越限报警、限制转速过度飞升、限制汽轮机负荷以及强制停机等功能,还可纳入 DEH 系统或与数据采集系统(DAS)组成监控系统,对保护的内容实现自动监测、打印报警、事故预测和记忆等。

图示为保安系统结构图,由三部分组成,一是超速保护,当转速超过额定转速 $10\% \pm 1\%$ 时危急保安器



保安系统结构图

动作,当转速超过额定转速 $12\% \sim 14\%$ 时附加保安装置动作,均关闭高中压主汽门和调节汽门而停机。当机组外部故障甩负荷时超速限制滑阀动作,当转子加速度达到一定值时微分加速器动作,此时均瞬时关闭高中压调节汽门而不停机,之后由调节系统控制机组空负荷运行;二是机组运行参数超限保护,当机组真空、轴向位移、低油压等运行参数,任一控制量达到报警值时报警,当达到限值时电磁解脱器动作,关闭高中压主汽门和调节汽门而停机;三是手动停机装置,在机组各种异常工况下,按运行规程要求停机而保护装置未动作时,可实施紧急手动停机。

汽轮机保护

(steam turbine protection)

见汽轮机保安系统。

汽轮机本体

(steam turbine proper)

主要由静子和转子两大部分组成,与回热加热系统(包括抽汽、给水、凝结水及疏水系统等)、调节保安系统、油系统以及其他辅助设备共同组成汽轮机组。

静子部分主要包括汽缸、隔板、隔板套(反动式汽轮机为静叶环和静叶环套)、主汽阀、调节阀、进汽部分(高压、中压进汽管、蒸汽室、喷嘴组、低压进汽部分)、排汽缸、轴封环、支持轴承、推力轴承、轴承座以及滑销系统。汽缸一般分高压缸、中压缸和低压缸(小容量汽轮机只有一个汽缸)。按制造方法有铸造、焊接两种结构。

转子部分主要包括主轴、叶轮和动叶栅、轴封、平衡盘、联轴器、盘车齿轮、调速器及危急保安器、主油泵等。转子按其制造方法可分为整锻转子、套装与整锻组合转子、焊接转子等型式。

进汽调节方式 根据汽轮机在电网中承担的负荷类型(基本负荷或尖峰负荷等)和运行方式,设计不同的进汽调节方式。以往认为大容量新机组的效率,应设计为带基本负荷,但实践证明带基本负荷的高效机组,日后必然会被效率更高的机组所代替而转为带中间或尖峰负荷。所以现代大容量汽轮机第一级设计都考虑在运行中任意选择喷嘴调节、节流调节或滑压调节方式的可能,使汽轮机本体可适应调峰或两班制(每日起停一次)运行。



轴承 每个汽缸中有一根转子,一般每根转子由两个轴承支承,转子之间由联轴器连接,即联轴器两端均有轴承支承,称为双轴承结构。也有联轴器只在一端有轴承支承,称为单轴承结构。汽缸排列和设置平衡盘主要考虑各转子的推力平衡问题,尚不能平衡的推力则由推力轴承承受,以防止转子窜动。(见支持轴承、推力轴承)

支承与热膨胀 汽轮机本体动、静部分的间隙很小,要求在汽轮机启动、停机和正常运行时不因各部件温度不同产生膨胀差而引起动、静碰磨。所以汽轮机本体结构中设置了周密的滑销系统和巧妙的支承结构,以保证各部件受热后能定向自由膨胀,并能保持动、静部分的同心度以及轴向和径向之间有足够的间隙。

为保持转子和静子的同心度,高中压缸通常采用猫爪结构。对双层缸有不少汽轮机还采用了外上缸猫爪支持在轴承座上的“中分面支承”,此时内下缸吊在内上缸下,内上缸支持在外下缸上,外下缸又吊在外上缸下,这样就保持汽缸中分面随轴承座的膨胀而上下移动,较好地保证转子与静子中心一致,不易引发动、静部分径向碰磨。

凝汽器与低压缸连接处也要考虑低压缸排汽口与凝汽器的热胀冷缩问题,一般可采用伸缩节连接或凝汽器用弹簧支承。

qilunji benti shushui xitong

汽轮机本体疏水系统 (drainage system of steam turbine)

排除汽轮机内积水和防止汽轮机进水的系统。汽轮机内积水和进水有三处来源:一是在汽轮机启动时,高温蒸汽遇到低温蒸汽管道和汽轮机部件,会形成大量冷凝水;二是汽轮机运行时,处于湿蒸汽区工作的各压力级,随蒸汽湿度逐级增大,会产生较大水滴;三是系统或设备的不正常积水,通过与汽缸连接的管道进入汽轮机。因此,必须设置疏水系统及时排出汽轮机内的积水和水滴,并采取措施防止外部的水进入汽轮机,保证汽轮机的安全运行。

汽轮机积水的危害 机内积水或机外存水侵入是大型汽轮机强迫停机的主要原因之一。它所造成的主要危害有:①动静部分摩擦;②推力轴承损坏;③叶片损坏;④严重的热应力,使较厚的部件引起低周疲劳开裂;⑤使隔板、阀门、汽缸和转子产生永久变形。

疏水点的布置 为防止汽轮机内积水、进水和水滴的危害,必须在恰当的部位设置疏水点:①主汽门、蒸汽室、调节汽门和汽缸内的冷凝水,从各自底部设置的疏水孔,由管道引出;②机内处于湿蒸汽区的隔板上设集水槽,收集动叶甩出的水滴,并将其排入凝汽器(见隔板与隔板套)。此外,为防止系统及设备不正常积

水通过与汽轮机本体直接连通的管道进入汽轮机,应在这些管道的最低处设疏水孔;并在与汽缸连接各抽汽管道隔离门前设疏水点及隔离门前或后设自动保护装置,防止因加热器、除氧器滴水引起水侵入汽轮机内。

疏水系统 疏水系统的设计原则是把各处疏水按压力高低分档归类,分别引入相应压力的疏水联箱,再排入疏水扩容器中,为避免不同压力的疏水之间互相干扰。其要点是:①汽轮机疏水不得接入锅炉的疏水扩容器;②汽轮机本体疏水不得与主蒸汽或再热蒸汽管道的疏水接入同一疏水联箱;③疏水膨胀箱和疏水联箱应有足够的排放能力,膨胀箱的汽侧应与凝汽器的喉部相通;④疏水管道朝疏水点方向连续倾斜;⑤连接到凝汽器壳体上的疏水管和联箱,应处于热井最高水位以上;⑥疏水管路必须防冻;⑦疏水管除了动力操纵阀以外的其他隔离阀应采用锁开式;⑧疏水管道要有足够大的截面积,保证最小压差条件下能通过最大可能疏水量;⑨连续疏水节流孔应设置在可以经常清理的地方,且不易为杂物堵塞;⑩汽轮机和抽汽管道的疏水阀应是动力操作的,这些阀门在汽轮机跳闸时自动打开,并能在控制室远方操作;⑪疏水器(能顺利排出冷凝水而不使蒸汽排出的装置)与自动操作疏水阀并联使用;⑫疏水管可以分别通到连接管上或安装在凝汽器壳体上的疏水联箱上;⑬给水加热器、射汽抽气器、汽封蒸汽冷却器来的连续疏水,不允许与汽轮机的本体疏水或热力系统管道疏水排入同一疏水联箱;⑭疏水管是否堵塞可由温度测量探知。

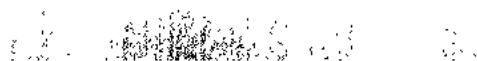
进水监测 一种简单易行的监测进水部位的方法是在汽轮机外缸有蒸汽进入或排出的若干断面上,如第一级进汽、高压缸排汽(再热汽出口)、再热汽进口、有关抽汽口等处的顶部和底部设置成对的热电偶,监视其温度差。如底部温度陡然大量下降,则表示该处已有水侵入。虽然这是事后的指示,但如能及时切断水源排除缸内积水,仍可避免设备的严重损伤。

qilunji chao su shiyan

汽轮机超速试验 (overspeed test for steam turbine)

用提升转速的方法进行危急保安器动作转速的测定与调整工作,又称汽轮机提升转速试验。危急保安器是防止汽轮机严重超速的重要保护部件,要求工作可靠、动作准确。机组启动之后整定危急保安器动作转速,运行中应定期进行试验,检查动作情况及活动飞锤(飞环)以防卡涩拒动。

试验的时间(周期) 危急保安器在解体或调整后、运行 2000 h 后、甩负荷试验前以及停机一个月后再启动时,均应进行提升转速试验。汽轮机如有不需要



提升转速也能试验危急保安器动作的装置,每运行2000h后可利用此装置进行危急保安器活动试验(又称充油试验),但运行6~12个月必须进行一次提升转速试验。

试验标准 危急保安器动作转速为额定转速的 $111\% \pm 1\%$ 。提升转速试验每只危急保安器一般进行两次,两次动作转速差不应超过0.6%。新机组可进行三次,第三次的动作转速与前两次动作转速平均值之差应小于1%。危急保安器动作后,其复位转速应大于额定转速。试验结果若不符合上述要求,应寻找原因,重新整定。

试验方法和要求 超速试验在机组与电网解列空负荷下进行。试验前应进行手动脱扣试验,并确认调节系统工作正常后方可进行超速试验。机组各轴承振动值应在规定范围内。大型机组冷态启动时,应先带25%~30%额定负荷连续运行3~4h后,再减负荷到零与电网解列进行超速试验。新机组启动或危急保安器解体或调整后,应先作危急保安器充油试验,确定工作正常后,再按要求进行超速试验。危急保安器未曾解体或调整,试验前可不作充油试验,以防影响危急保安器的正确动作。试验时要求平稳升速,在高转速下不得久留。升速率一般要求每秒为额定转速的0.2%。危急保安器动作跳闸后,当转速接近或低于额定转速时机组方可重新挂闸。在试验过程中,机组出现各种异常现象或转速达到3360r/min而危急保安器仍未动作时,应立即手动脱扣。

汽轮机定期运行试验

汽轮机定期运行试验 (periodic operating test for steam turbine)

对与汽轮机安全紧密相关而运行中又长期不动作或处于备用状态的设备,为使其经常保持良好状态,在各种运行工况下均能动作或指示,而定期进行的试验和检查工作。其内容主要有汽门活动试验、汽门严密性试验、危急保安器试验、抽汽逆止门关闭试验、备用事故油泵启动试验、油系统检查、真空系统严密性试验和其他保护装置的试验。

汽门活动试验 为保证高、中压主汽门和调节汽门动作灵活无卡涩,要求每天旋转主汽门控制手轮若干圈,检查动作情况。经常带固定负荷的汽轮机应每天(或每周)对负荷作较大范围的变化,以活动调节汽门门杆。在有左右两只主汽门的情况下,每周进行一次主汽门全行程关闭的操作。

汽门严密性试验 为避免机组在突然甩负荷或紧急停机后转速过度飞升,要求每年应检查一次主汽门和调节汽门的严密性。具体要求是,在额定蒸汽参数空负荷运行时,当主汽门(或调节汽门)单独迅速关闭,

而调节汽门(或主汽门)全开的情况下,转子应按正常惰走曲线降速,最后稳定转速应低于1000r/min,且这两种阀门中应有一种的严密性能使稳定转速低于400~600r/min。

危急保安器试验 见危急保安器、汽轮机超速试验。

抽汽逆止门关闭试验 对强制关闭的抽汽逆止门,应每月进行一次关闭试验。对调整抽汽逆止门的检查和调整以及抽汽安全门的校验,每半年至少进行一次,以防卡涩拒动。

备用事故油泵及其自启动装置的试验 每月应进行两次,以防在停机过程中启动不起来而断油烧瓦。

油系统检查 每天应进行油箱油位计的试验,检查动作指示是否正常,以保证油系统工作正常。经常检查油质及定期排放油箱底部积水,防止调节、保安系统部件锈蚀卡涩。

真空系统严密性试验 每月进行一次。在80%或以上的额定负荷下稳定运行,开启空气门,在3~5min内,真空下降速度平均应不大于267~400Pa,以保证机组安全经济运行。

其他保护装置试验 每半年至一年进行一次低真空跳闸试验,每季度进行一次低压缸排汽喷水电磁阀动作试验等。

汽轮机

汽轮机级 (steam turbine stage) 由一列

静叶栅(喷嘴)和一系列动叶栅所组成的通流部分,是汽轮机的基本做功单元。一定压力和温度的蒸汽流经级的通流部分时,产生轮周向推力带动叶轮旋转而对外输出机械功。按照蒸汽流通过级的总的流动方向不同,汽轮机级分为轴流式和辐流式两种。绝大多数汽轮机都采用轴流式级。

轴流式级 汽流方向基本上沿轴向流动。按照蒸汽在级内能量转换的不同情况,分为纯冲动级、反动级、带反动度的冲动级和速度级等。图1给出了几种典型轴流式级的结构和工作原理示意图。

纯冲动级 蒸汽仅在静叶栅中膨胀加速,在动叶栅中不再进行膨胀,只随汽道形状改变其流动方向,级所做的机械功等于汽流在动叶栅中动能的变化量[图1(a)]。

反动级 蒸汽在动叶栅内部不仅改变流动方向,并膨胀加速,流出汽道时对动叶栅附加一个与汽流方向相反的反作用力。将蒸汽在动叶栅中膨胀占全级膨胀的比例称之为反动度。反动级通常取反动度为0.5左右,即全级中的蒸汽焓降大致平均分配到静叶栅和动叶栅中。因此,反动级的静叶和动叶的几何形状相

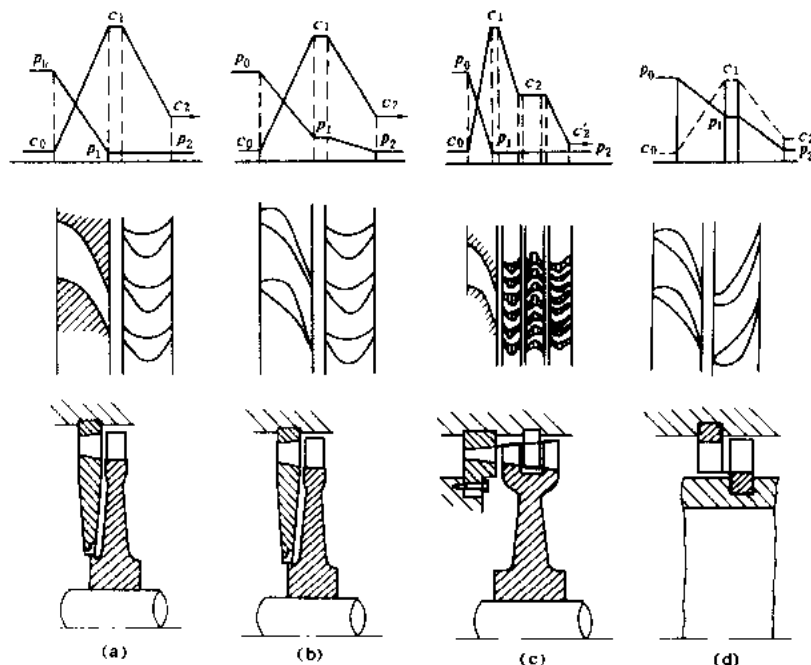


图1 轴流式级示意图

(a) 纯冲动级; (b) 带反动度的冲动级; (c) 速度级; (d) 反动级

同, 这样也可降低制造成本 [图1 (d)]。

带反动度的冲动级 由于纯冲动级流动效率较低, 通常应用的冲动级均为带反动度的冲动级, 使蒸汽膨胀加速大部分在静叶栅中实现, 小部分在动叶栅中实现, 以提高级的流动效率。其反动度通常取 $0.05 \sim 0.20$, 短叶片取小值以使叶型底部不发生侧流吸汽, 即不产生负反动度为原则。一般称其为冲动级 [图1 (b)]。

速度级 冲动级焓降比较大, 为了充分使用蒸汽流出动叶栅后的余速, 可在喷嘴之后配置二列 (甚至三列) 动叶栅, 在二列动叶栅之间装置一列固定的导向叶栅以改变汽流方向, 使与下列动叶栅进汽方向相符, 这样构成的级称速度级 (简称速度级)。常见为两列动叶栅的速度级, 也称柯蒂斯级, 或称复速级 [图1 (c)]。这种级可承担较大的焓降和具有较大的功率, 但效率较低。小汽轮机常采用它作为调节级, 以减少级数, 简化整体结构。用于拖动水

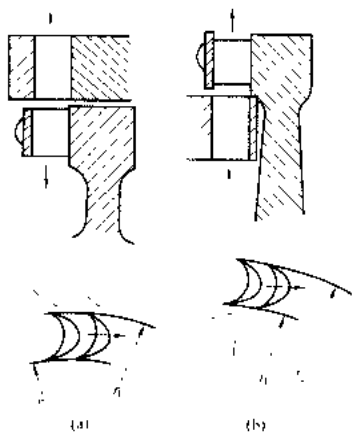


图2 向心辐流式级 (a) 和离心辐流式级 (b)

泵、油泵、风机的单级汽轮机也多采用复速级。现代大型汽轮机, 为求得较高效率, 即使在要求有较大焓降的调节级中也已很少使用。

辐流式级 汽流方向基本上沿径 (辐) 向流动。分向心式和离心式两种形式。其通流部分简单结构见图2。

辐流式级的主要特点是, 两列叶栅均为动叶栅, 没有喷嘴式静叶栅, 分别安装在两个反向旋转的转盘上。内排动叶栅除了本身做功外, 同时还对外排动叶栅起到喷嘴作用。

两种辐流式级的汽流方向虽然相反, 但总的流向都是垂直于旋转中心线。在相同条件下, 向心级做功能力要比离心级大。所以, 较大功率的辐流式级采用向心级。

汽轮机级内损失

(steam turbine stage losses)

蒸汽在级内流动产生的能量损失, 主要包括叶栅损失、余速损失、叶轮摩擦损失、鼓风损失、斥汽损失、漏气损失、湿气损失等项。

叶栅损失 包括型面损失和端面损失, 前者有叶型表面附面层的摩擦损失, 附面层脱离引起的涡流损失, 叶片出口边的尾迹损失以及汽流接近声速和超声速时产生的冲波损失。后者有叶栅气道上下两个端面附面层中的摩擦损失和附面层内自凹面向背面横向流动产生的二次流损失。叶栅中的各项损失可由叶栅风洞试验确定, 可用速度系数来表示损失大小, 或用能量损失系数或叶栅中总压力损失系数表示。影响叶栅损失的重要因素是型线、型面光滑度、叶片高度、相对栅距、安装角、汽流角、冲角和马赫数。

速度系数是实际速度与理想速度之比。现代汽轮机的静叶栅速度系数 φ 可达 $0.95 \sim 0.98$ 。 φ 值随静叶高度增高而加大。动叶栅速度系数 ψ 为 $0.90 \sim 0.97$ 。 ψ 值与级的反动度有一定关系。反动度越小, ψ 值也越低。在冲动级中选用适当的反动度, 可减少动叶栅中的损失。当反动度等于 50% 时 $\psi = \varphi$ 。

余速损失 蒸汽从动叶出口流出时尚有一定的速度, 其动能不能再利用时所造成的损失称为余速损失。在多级汽轮机中, 前一级余速可被下一级全部或部分



利用,以余速利用系数 μ 来表示。一般 $\mu=0\sim 1$ 。级后有抽汽口的级, $\mu=0.5$ 。若前后二级的平均直径无阶跃性变化, μ 值可达 $0.8\sim 1$,调节级的直径通常大于其后的第一压力级直径,为充分利用其余速,可加装汽流导向板。末级的余速是无法再利用的。各级余速的利用提高了汽轮机的内效率。

叶轮摩擦损失 由于蒸汽的黏性在叶轮表面形成附面层,由叶轮带动旋转,与蒸汽黏附在隔板和汽缸壁上的附面层之间形成摩擦阻力;并由于叶轮离心力的带动,在汽室内形成涡流。克服摩擦阻力和涡流所形成的能量损失叫做摩擦损失。摩擦损失通常由实验确定,并可用斯托多拉(Stodola)经验公式估算:

$$\Delta N = K_1 \left(\frac{u}{100} \right)^3 d^2 \frac{1}{v} \quad \text{kW}$$

式中 u 为圆周速度, m/s; d 为级平均直径, m; v 为汽室中蒸汽比容, m^3/kg ; K_1 为系数,一般为 $1.02\sim 1.3$ 。

因叶轮摩擦损失与蒸汽比容成反比,汽轮机高压各级比容小,该项损失较大,在低压各级,由于比容很大,该项损失有时可忽略不计。

鼓风损失和斥汽损失 级的喷嘴组弧段占全圆周的比例,称部分进汽度。当级的部分进汽度小于1时,动叶栅只在进入装有喷嘴弧段时才有工作汽流通过。当动叶进入无喷嘴弧段时,动叶产生鼓风作用,消耗一部分有用功,形成鼓风损失。当动叶再度进入装有喷嘴的弧段时,工作汽流需首先排斥并加速停滞在动叶汽道中的蒸汽,因而消耗一部分能量,称为斥汽损失。

鼓风损失可由经验公式估算:

$$\Delta N = K_2 (1 - e) \times d^{1.5} \left(\frac{u}{100} \right)^4 \frac{1}{v} \quad \text{kW}$$

式中 K_2 为系数,一般取 0.4 ; e 为部分进汽度; l 为动叶高度。如果将不进汽弧段处的动叶片用护罩包住,使鼓风区域缩小,将可减少鼓风损失。

斥汽损失由下式估算:

$$\Delta h = 0.11 \frac{Bl}{A} x_a \eta_m \Delta h_i$$

式中 B 、 l 为动叶片宽度及高度, m; A 为喷嘴出口面积, m^2 ; m 为喷嘴组数(当 $e=1$ 时 $m=0$); η_a 为轮周效率; Δh_i 为级的理想焓降。

漏汽损失 冲动式汽轮机隔板两侧有较大压差,在隔板与转轴之间的间隙中,将有一部分蒸汽漏过,造成漏气损失;具有反动度的冲动级和反动级,动叶两侧存在压差,亦有一部分蒸汽由动叶顶端与汽缸之间的间隙漏过。

湿汽损失 凝汽式汽轮机的后几级常在湿蒸汽区工作,存在着湿汽损失:湿蒸汽在静叶栅中膨胀加速时,一部分蒸汽凝结成水滴,使做功蒸汽减少;水滴小

于汽流流速,对高速汽流形成摩擦阻力;由于动叶片圆周速度较大,水滴集中撞击在叶片进口边背面上,对叶轮产生的制动作用;疏水排出级外所造成的流量损失等。这些损失不能准确直接计算。总的湿汽损失大小决定于蒸汽干度,可由下式估算:

$$\Delta h_t = (1 - x_m) \Delta h_a$$

式中 x_m 为级前后平均蒸汽干度, Δh_a 为级的有效焓降。对于凝汽式汽轮机排汽湿度应加以限制,控制在 $12\%\sim 14\%$ 。 $x_m > 14\%$ 后湿汽损失将会急剧增加。

由于蒸汽湿度不仅造成能量损失,而且形成的水滴对动叶片材料有磨蚀作用。为了减轻对动叶片的水蚀作用,通常在汽轮机末两级采用去湿装置。

qilun ji jianshi y biao

汽轮机监视仪表 (turbine supervisory instrument, TSI) 为了保护汽轮机的安全而设置的监视装置。汽轮机运行监视系统是汽轮机的重要组成部分,它的作用是对运行中的汽轮机的重要参数进行有效而准确的监视,并将测量信号送至二次仪表和数据采集系统,以供实时显示和打印记录,以及历史数据积累和运行状态分析;参数越限时,还可以发出信号供报警和动作保护系统。

汽轮机本体监视项目 对汽轮机本体机械参数的监视(见机械量检测)项目有:轴承振动和轴振动;轴向位移;轴挠度;汽缸热膨胀;转子与汽缸的热膨胀差;转速;零转速;相位等。

轴承振动和轴振动 汽轮发电机组的振动监测分为:①轴的绝对振动;②轴承座的绝对振动;③轴相对于轴承座的振动。其中,轴对于轴承座的相对振动的测量一般采用安装在轴承座上的趋近式传感器;轴承座绝对振动的测量一般是在轴承座的垂直或水平方向上安装速度传感器(速度信号对时间积分得到位移)或加速度传感器;而轴的绝对振动的测量可以选择接触式轴传感器或复合传感器。复合传感器是一个位移趋近式探头与一个速度探头的组合。他们安装在—

起,共同以轴承座为参考点。趋近式探头测量相对振动而速度探头测量轴承座的绝对振动,速度信号首先被积分为位移量,然后被加(瞬时时间)到轴的相对位移上。接触式轴传感器仅提供轴的绝对振动信号,而复合式探头不仅提供轴的绝对振动信号,还提供轴承座的绝对振动信号和轴对轴承座的相对振动信号。再通过振动传感器和积分放大器,转换成与振幅的峰-峰值成正比的输出信号,用它作为振动值的监视、报警和保护信号。[见轴(承)振动监视器]

轴向位移 对旋转轴的位移作非接触监测,以保证不发生汽轮机转子和定子之间的轴向摩擦。传感器

输出信号随探头与被测体(即推力轴承)的位移距离而变化。这一信号超过一定限值时,将报警并动作停机保护。一般位移探头有两个,只有当两个位移信号都被确认超限时才动作。(见轴向位移监视器)

轴挠度 一般采用涡流传感器测量汽轮机主轴弯曲时轴的挠度(偏心率),其峰-峰值作监视用。偏心率过大主要是由于轴的上下温度不均匀造成的,一般通过增加盘车时间来消除温度不均匀。(见转子偏心率监视器)

汽缸热膨胀 连续测量汽缸相对于基础的热膨胀。一般采用电涡流传感器或差动式(LVDT)传感器进行监测。为了检测由于汽缸滑动表面卡住和不均匀膨胀可能产生的“偏斜”,应该在汽轮机两侧测量汽缸的热膨胀。

转子与汽缸的热膨胀差 对于大型汽轮机,在启动或停机过程中,要求其转子和汽缸以同样的速率膨胀。如果膨胀速率不同,可能引起轴向摩擦以及汽轮机的损坏。通常利用趋近式传感器来测量这种膨胀差。

转速监测 大型汽轮机的转速信号是最重要的监测项目之一,以非接触方式测量铁磁件机械转动频率(转速),作为汽轮机转速监视信号。

零转速监测 应用与汽轮机转速同样的测量方式测量零转速,确认转子处于静止状态,其输出接点用来投运盘车装置。

键相器 采用普通趋近式传感器,每转产生一次脉冲电压。键相脉冲提供了一个汽轮发电机组监视数据的参考坐标,它是速度、相角、频率测量和所有数据采集的参考和时基。尤其对于诊断和校正汽轮发电机组的故障是非常重要的。信号经整形作为相位的基准信号,接至分析仪或示波器供振动试验分析用。

汽轮机本体的检测尚有推力轴瓦金属温度,缸体、法兰螺栓等金属温度和发电机定子和绕组温度,轴承金属温度和润滑油温度等,均应在机组设计制造时一并考虑配备。

故障分析和专家决策系统 对于大型汽轮机,一般都配置汽轮机数据采集和故障分析计算机系统,它利用专门的汽轮机故障分析软件和专家决策软件,对采集到的参数进行分析和判断。

汽轮机故障分析软件 通过实时、自动、连续地采集和存储汽轮发电机轴系的振动振幅、相位等数据,提供给操作员和工程师一个实时的轴系运行档案,包括表征轴系是否正常运转的可接受区域图,以及轴系的轴心轨迹图、频谱图、波德图、级联图等多种形式的分析画面和数据,用以支持轴系的早期故障诊断和预测维修。

专家决策软件 是一个实时的专家系统,包括专门用于汽轮机故障分析的知识库和相应的推理逻辑软

件。它可以根据汽轮机监视系统采集到的数据来检查汽轮机的运行状态,并根据知识库软件中存储的经验数据对设备进行自动地故障诊断和机械信息管理,最后给出带有严重程度的故障结果和推荐的改进措施。

0.10 检修

汽轮机检修 (overhaul of steam turbine)

通过检查和修理恢复或改善汽轮机组原有性能的工作。汽轮机因故障或非计划停机造成的发电损失和用于直接修理、更换部件的代价是昂贵的,所以在连续运行一定时间后,必须进行必要的检修(包括大修、中修、小修和维修),以保证在两次大修间隔期内能持续可靠运行。汽轮机检修的范围除本体外,还包括其所属主、辅设备,汽水系统的管道、阀门,热工控制设备和电气设备等。重点检查由于高速旋转产生的部件磨损、松动和热疲劳及机械疲劳裂纹,检查叶片结垢和阀门等泄漏,检查和恢复调节保安装置的特性等。

检修的性质、项目和周期 受各种条件限制,例如设备的型式、制造的技术水平、制造和安装的质量水平以及运行管理水平等,也受到附属系统和外围系统设备状况的影响。所以应从实际出发,把状态检修、定期检修等模式结合优化,科学制定大修的间隔期和检修项目。有的进口现代大型汽轮机组,根据制造厂建议,大修可间隔6~9年进行一次,间隔期内中、小修的次数和天数可根据实际运行状况与锅炉、发电机一并考虑。有的电厂采用检修等级制,即根据检修性质分为A、B、C、D四级,A为最大级,D为最小级。大机组检修工期一般从15天(D级)到60天(A级)。如经过状态监测,设备确实不存在潜在而有威胁安全运行的缺陷,且全面处于良好运行状态,则可考虑延长检修间隔。

大修 一般情况下,大修都必须揭开汽缸,各主要部件或部套必须解体检查,同时还应根据以下原则考虑增加项目:①检查部件的高温蠕变情况,必要时修理和更换,如汽缸、转轴、紧固螺栓等;②进行恢复汽轮机热效率的工作;③进行有关提高设备可靠性和效率的改进;④对延长设备寿命的部件重点进行整修;⑤解体后发现的重大缺陷等。

中修 实际上是扩大性的小修。可能会遇到必需增加涉及揭开个别汽缸的项目,或增加工作量较大的改进项目(不一定是本体,也可能是系统上的)。

小修 仅对汽轮机进行局部性的小规模检查和修理,不进行揭缸。重点是更换易损部件和消除缺陷。

检修分项 一般按汽缸、转子、轴承、盘车装置、调速系统、油系统、汽水管阀、辅机设备等划分。

汽缸检修 主要检查汽缸、喷嘴、隔板、静叶是否有裂纹和变形;汽缸中分面是否有漏汽痕迹;汽缸螺栓

的机械性能是否合格;汽缸的滑销系统有无损坏;轴封、汽封是否完好。

转子检修 主要检查动叶片有无结垢、腐蚀、气蚀、松动、裂纹等;对末级和次末级叶片进行频率测试;测量轴颈处的仰度、晃度和椭圆度;测量转子的弯曲度和叶轮、联轴器、推力盘的瓢偏度;测量和调整转子相对汽缸的洼窝中心;校正转子对轮中心;测量和调整动静间隙。如果转子经过较大的检修工作,比如换叶片和换叶轮等,则必须进行转子高速动平衡。

轴承检修 主要检查支持轴承和推力轴承有无磨损;接触角和接触面是否良好;乌金有无脱胎和裂纹现象;瓦枕球面和垫铁接触面是否良好;轴承的各部间隙和紧力是否符合标准;检查轴承座和台板的滑板、滑销接触是否良好;紧固螺栓紧力是否够;轴承油挡有无磨损和漏油。

盘车装置检修 检查和测量齿轮的磨损、间隙和接触情况;检查轴承是否良好;润滑系统是否畅通;检查盘车箱有无裂纹。

调速系统检修 清洗、测量、检查和调整各调速部件,使调速系统的静态特性和所有保护及试验装置动作准确,满足要求。危急保安器必须定期校验,一般每年一次;调速汽门严密性试验必须合格。

油系统检修 各冷油器要进行清洗和打压;各油箱要清擦干净,重新进油要通过滤油机或净油器,必要时整个油系统要进行油循环,直到油质达到标准;各油泵做低油压自启动试验;通过压力调节阀把油压调到规定值。

汽管道系统检修 检查阀门是否泄漏,安全阀检修后还要做动作压力试验,以确保安全阀动作准确;检查管道及支吊架是否良好;按计划抽查主要管道的焊缝和弯头处管子的壁厚,检查是否有裂纹和减薄。

辅机检修 ①检查凝结水泵、给水泵、循环水泵等是否有磨损和内漏,首级叶轮是否有气蚀,各轴承是否良好;测量和调整动静轴向和径向间隙,以恢复泵的出力 and 效率。②除氧器和加热器都属于压力容器,因此要根据压力容器的检查规范对其进行焊缝抽查;要校准加热器的水位调节装置,保证不无水运行和高水位运行,否则对安全运行和经济运行都不利;特别要注意校验压力容器的安全阀。③凝汽器要检查水侧管板的腐蚀情况,要检查汽侧隔板、撑筋等是否完好;凝汽器汽侧要灌水进行管子检漏;正常和紧急补水装置检查应良好。

检修准备 根据批准的年度检修计划和检修种类,应提前数月或半年着手准备。

汇总和确定项目 各类检修都要制定相应的标准项目。标准项目就是按汽轮机的结构划分成若干部分,

分别对其进行不同深度和广度的检查和修理。另外,应根据需要补充非标准项目。①根据诊断设备提供的资料和运行数据的变化进行运行分析,判断汽轮机内在的运行质量有何变化,确定重点监视对象,据以提出重点检查或检修的项目;②根据运行中累积的缺陷性质,纳入小修(或中修、大修)项目;③确定的反事故措施、节能措施和更新改造项目;④各类技术监督项目;⑤确定更换的备品、备件和需要测绘的项目;⑥在停机前后应进行的性能测试及其他试验项目等。

物资准备 根据项目编制所需材料、备品备件清单,落实采购、加工和对外询价、签定合同等工作;同时准备好检修工具、安全用具、施工器具等。

编制检修进度表 大型机组的检修是一个系统工程,从停机前的试验直至检修后并网试运行,任务繁多,各专业之间在开工、试转、试验各方面有密切的联系和制约关系,汽轮机的检修进度必须融入整个机组中,才能获得科学、高效、最大限度地缩短检修工期的目的。

标准化管理 为保证检修质量,汽轮机检修需要规范化和标准化管理。检修前要准备一些文件,其中包括:检修项目、检修记录卡、检修控制进度、检修工艺标准、特殊检修项目的组织措施、技术措施和安全措施以及检修质量验收卡。需要建立一整套标准检修工艺卡,对每一个标准检修项目,都应制定严密的安全措施、规范的检修步骤,严格的检修工艺标准和技术记录要求,以及质量验收标准等。

外包项目的准备和管理 一般汽轮机调速保安系统的检修应由自己承担。对于必须外包的检修项目必须实行招议标制度,对承包方提供的各类措施都应审查。在检修过程中要严格监督质量和跟踪进度。

重视开工管理和人员培训 在检修开始前应向运行部门提出工作票;检修前向检修人员技术交底,组织学习各类技术安全措施,使充分掌握工艺技术要求。

汽轮机进汽部分

(steam turbine admission parts) 包括高压、中压及低压进汽部分。高压进汽部分包括高压调节阀(亦有高压主汽阀与高压调节阀为一体的结构)、高压进汽管、蒸汽室及喷嘴组。中压进汽部分包括再热主汽门与再热调节汽门、中压进汽管及汽室。低压进汽部分包括中压缸排汽、中低压连

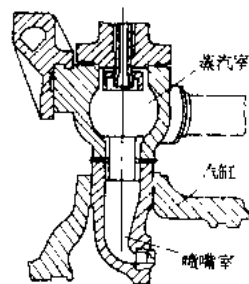


图1 进汽室、喷嘴室与汽缸的焊接连接

通管以及低压缸进汽管。

高压进汽部分 随着蒸汽参数的提高,汽温与汽缸间的温差增大,为了满足安全运行的要求,通常采取下列措施:蒸汽室与汽缸分离并铰接在基础上,蒸汽室与汽缸之间采用柔性很大的导汽管;为控制导汽管与外缸和内缸连接处的应力,采用特殊的可活动的进汽管连接;喷嘴室与汽缸采用装配式连接,以增强其自由膨胀的可能性,防止汽缸与喷嘴室之间由于膨胀受阻产生过大热应力,导致裂纹等。

采用喷嘴进汽方式的小容量汽轮机将进汽室与喷嘴室单独浇铸,然后与高压缸焊接,调节汽阀布置在汽缸上(图1)。这种结构形式布置紧凑,调节汽门的传动控制集中,从调节汽门到汽轮机之间的容积小,有利于提高机组调节性能,尤其有利于防止甩负荷后的动态超速。但是这种结构使高压缸结构复杂化,并使汽缸在运行中由于温度不均匀而产生过大的热应力,不能适应大机组运行的要求。

高参数大功率汽轮机将喷嘴配汽的蒸汽室及调节汽门从高压缸缸体上分离出来成为独立的汽阀体,且与主汽门合为一体,制造成同样结构和大小的两个或四个阀体,对称布置并固定在汽缸

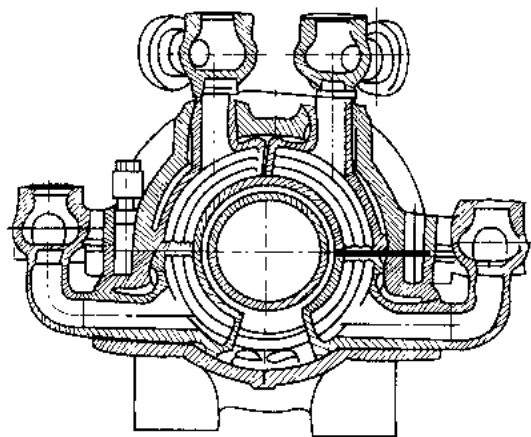


图2 高压进汽部分布置示意图

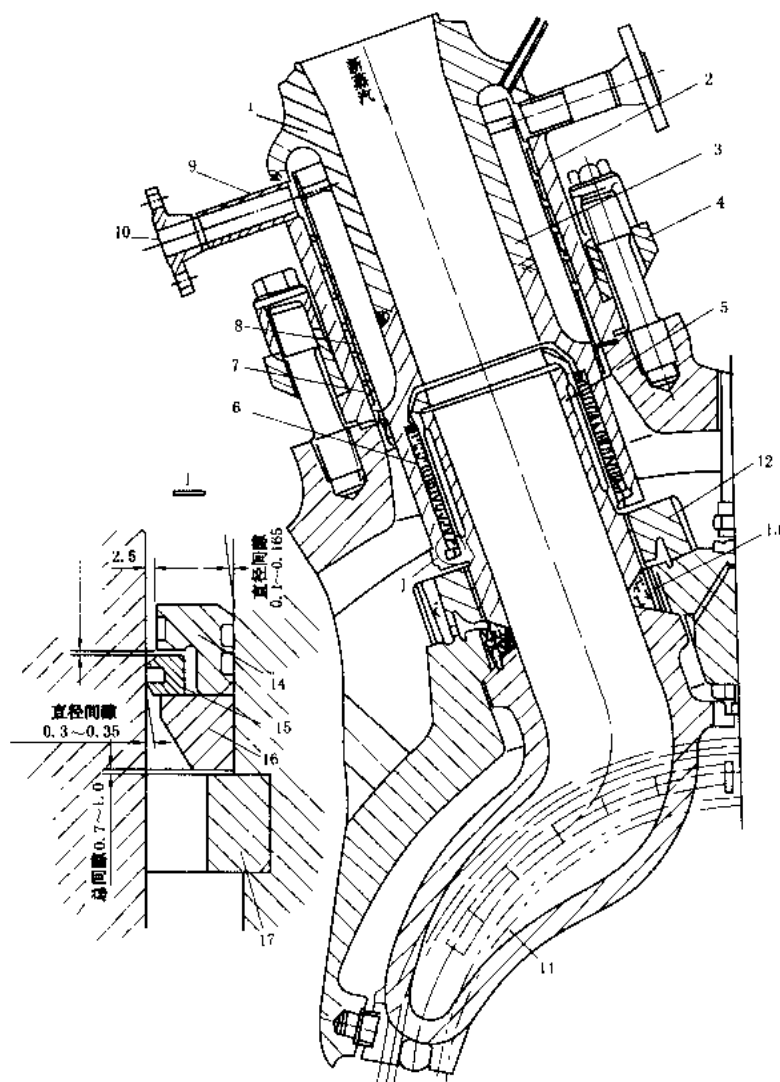


图3 双层缸进汽管

1—进汽连接管;2—外套管;3—内套管;4—压圈;5—喷嘴进汽管;6—汽封环;7—螺旋圈汽道;8—冷却筒;9—小管;10—小管法兰;11—喷嘴蒸汽室;12—大螺帽;13—衬环;14—外密封环;15—内密封环;16—调整环;17—挡圈

两侧。阀体与汽缸之间用较长的、大曲率半径弯成的导汽管连接,以避免接合部位受到过大的应力(图2)。

大功率汽轮机采用具有卸载的调节阀。阀门开启时,先将预启阀打开,使阀头作用在阀座上的力卸载,使提升力下降,便于开启。调节阀由油动机与凸轮配汽系统控制其开启闭合,调节阀阀头有球型、盘型、梨型、塞型、V型等型式,应用较广者为盘型。(见配汽机构)

大功率汽轮机高、中压缸均采用双层缸,进入喷嘴蒸汽室的蒸汽管要穿过外缸、内缸而到达进汽室。内、外缸具有相对膨胀,进汽管不能同时固定在内、外缸上,又不允许有高温高压蒸汽泄漏,因此高压进汽管的连接方式非常重要。图3所示高压缸进汽管是一个双层

套管,外层用压圈通过螺栓与外缸相连,两者之间装有活塞环式汽封环,允许两者相对膨胀,又能将高压蒸汽密封。在内、外套管之间还装有带螺旋圈的遮热筒,以遮挡进汽连接管的辐射热。在螺旋圈上端伸出两根小管及其法兰,作为冷却蒸汽流出或通入加热蒸汽之用。

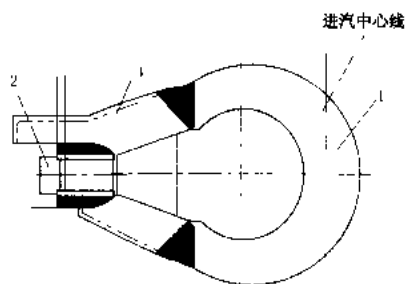


图4 焊接喷嘴叶栅

1—汽室；2—叶栅；3—喷嘴环

螺旋圈遮热筒下部与内外缸之间空间相连。放大图为汽封环结构图。独立的高压喷嘴组汽室与内缸为装配式,用大螺帽紧固,锥面定位,并有薄壁衬环封焊密封。喷嘴组汽室共有四只,在内缸上采用径向对称布置,以使汽缸受热均匀。

喷嘴组的加工采用专用铣床将内环上喷嘴型线铣

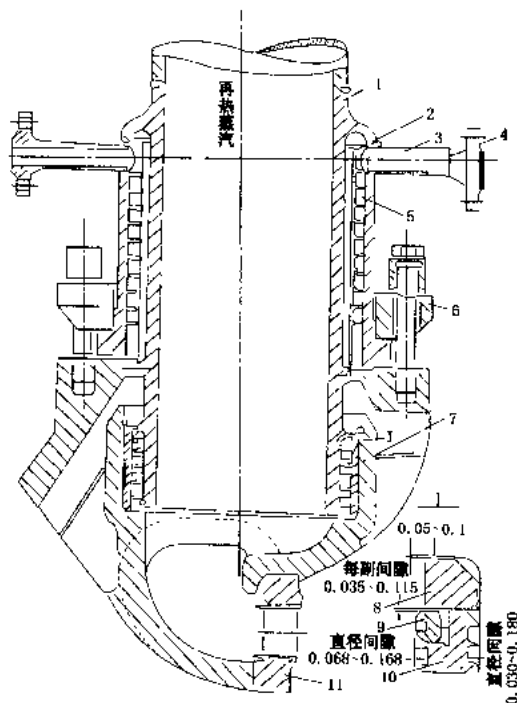


图5 中压进汽联接及汽室

1—进汽连接管；2—遮热筒；3—小管；4—小管法兰；5—螺旋圈汽道；6—压圈；7—汽封环；8—调整环；9—外密封环；10—内密封环；11—中压缸第一级隔板

出,再焊接上外围带形成完整的喷嘴汽道,再精加工成弧形喷嘴组。亦有采用整体电解加工成型的。

采用具有中分面结构的焊接喷嘴叶栅见图4,这种喷嘴叶栅因为杜绝了蒸汽泄漏效率较高,但只能整体更换。

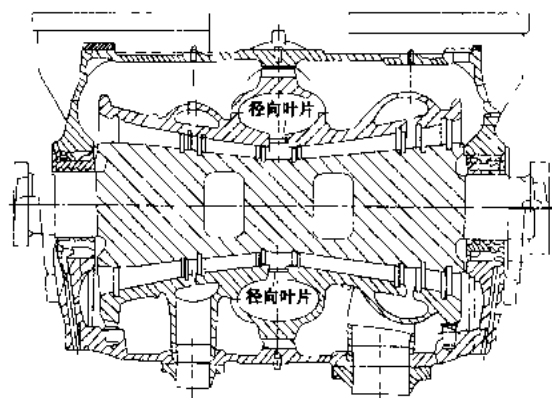


图6 ABB 600MW 汽轮机中压缸进汽结构

中压进汽部分 大功率汽轮机为中间再热机组,中压进汽部分是从再热器热段通过主汽门与再热调节汽门,再通过中压进汽管进入中压缸的。

中压进汽联接管及汽室见图5,其结构与高压进汽联接管及汽室相类似,所不同的是中压缸全周进汽的第一级隔板代替了部分进汽的喷嘴室。

ABB 600MW 汽轮机中压缸为分流并采用蜗壳双切向进汽,并且中压第一级设计了径流式静叶,并通过两边轴向分流式动叶,从第二级起为轴流。这种径向静叶充分利用了中压进汽的能量,使中压缸效率得以提高,详见图6。

低压进汽部分 中压缸排汽至低压缸进汽部分用中低压连通管相连接,如图7、图8。伸缩节可起到调节低压内、外缸膨胀偏差的作用。

预拉伸可保证运行时连通管与低压缸进汽管中心线相一致。

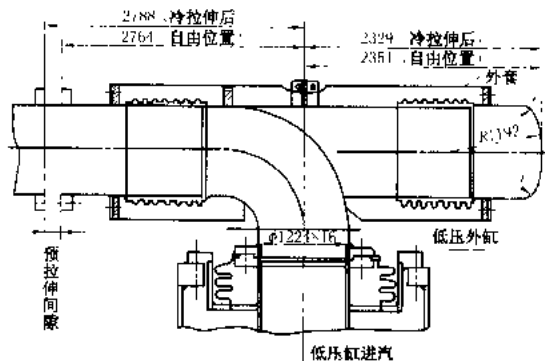


图7 连通管伸缩节

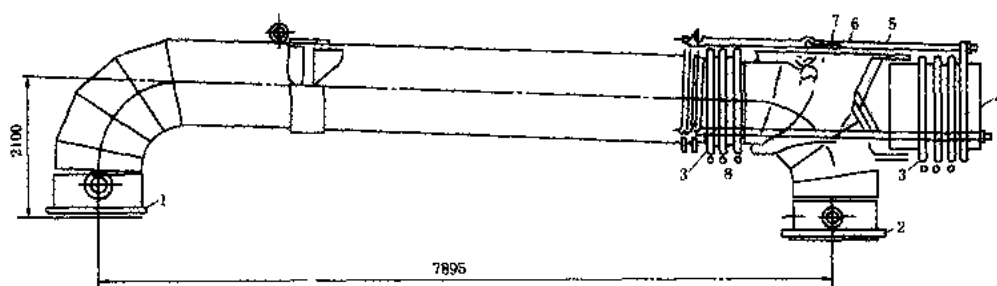


图8 N200型汽轮机的中低压缸连通管

1—与中压缸连接法兰；2—与低压缸连接法兰；3—波形管；4—平衡鼓；5—蒸汽接管；
6—拉杆；7—连接圆筒；8—疏水管

汽轮机经济运行

(steam turbine economic operation)

在保持汽轮机设备完好的前提下，运行人员通过经常性的监视检查，操作调整，尽可能使设备在最佳工况下运行，以降低热耗率和厂用电率，提高设备运行的经济性，降低发电成本。汽轮机运行的经济性，除决定于设备及其热力系统的特性、主辅设备的完好程度及其容量合理配备外，还决定于实际运行工况偏离最佳值的程度。

影响汽轮机经济运行的因素 主要有：①主蒸汽和再热蒸汽参数；②凝汽器真空和凝结水过冷度；③加热器运行状况和给水温度；④现场的热损失和汽水损失；⑤机组间的负荷经济分配。

主蒸汽和再热蒸汽参数 在正常运行时主蒸汽和再热蒸汽参数是会不断地变化的，当变化的幅度在规程允许范围内时，对汽轮机运行安全不构成威胁，但对运行经济性有影响。当主蒸汽的压力、温度上升，将使汽轮机内部可用焓降增加，相同负荷下进汽流量减少，热耗率降低，提高了运行经济性。反之则热耗率增加，运行经济性降低。对于进汽参数为16.8 MPa、538/538℃的300~600 MW等级的一次中间再热汽轮机，在额定负荷时保持主蒸汽温度不变，主蒸汽压力降低3%额定值，机组热耗率约增加0.21%~0.22%，反之机组热耗率则下降相近的数值。若主蒸汽压力不变，主蒸汽温度较额定值降低5℃，机组热耗率大约增加0.17%~0.18%。通常主蒸汽温度每下降10℃，热耗率增加0.3%~0.4%。

再热蒸汽压力 是随着进入汽轮机的蒸汽流量变化而变化的，再热系统的压力损失也随蒸汽流量增大而增加。一般在设计工况下，这一压力损失为高压缸排汽压力的8%~12%。压损的大小对汽轮机运行经济性有明显影响，压损率增加5%，功率将降低1.4%~1.5%，机组热耗率增加0.8%~0.9%。压损率降低，机组功率将增加，热耗率降低，再热蒸汽温度上升

5℃，热耗率降低0.12%~0.13%。

凝汽器真空和凝结水过冷度 凝汽器真空变化对汽轮机运行经济性影响很大，维持较高的凝汽器真空可以使蒸汽中热能更多地转变为机械功。通常排汽压力变化±1 kPa，将引起汽轮机的热耗率变化0.7%~0.8%。凝汽器的真空并不是愈高愈好，它有一个最有利真空。所谓最有利真空，就是提高真空使汽轮机增加的功率与循环水泵多消耗的功率之差为最大时的真空。汽轮机在此真空下运行经济收益最大。不同凝汽负荷和冷却水温度，最有利真空不同。降低冷却水温度可以有效地提高凝汽器真空，通常冷却水温每下降1℃，真空可提高0.3%，因此闭式冷却水系统，要注意提高冷却设备运行效率，开式冷却水系统，吸水口尽量设法设置在温度较低的江河下部。此外定期清洗凝汽器，保持较高清洁系数，保持真空系统严密性和抽气器正常工作，也是改善排汽真空的有效措施。

但是在分析凝汽器真空对汽轮机运行经济性影响时，不能简单从能耗观点（最有利真空）出发，还要考虑运行费用，要考虑循环水费和热污染排污费用等。

凝结水过冷，传给冷却水的热量增加，循环热效率降低，对于近代具有给水回热加热的大功率机组，凝结水过冷1℃，煤耗增加0.1%~0.15%，大功率机组多采用回热式热井，凝结水过冷度一般为0~0.5℃。

加热器运行状况和给水温度 回热加热器采用汽轮机抽汽加热给水，可减少排汽热量损失，提高锅炉的给水温度，使发电厂循环效率提高，从而减少燃料消耗。因此汽轮机运行时，回热加热器应全部投入运行，切除任何一个回热加热器，都会使汽轮机运行效率降低，尤其是最后一台高压加热器的切除，带来热损失最大，此时将引起给水温度明显下降。给水温度下降10℃，机组热耗率将增加0.4%左右，若切除中间某一个加热器，其热负荷将由后面高位加热器承担，虽然给水温度下降不大，但用高能位蒸汽代替低能位蒸汽使用，也会使发电厂循环效率降低。另外回

热加热器运行不正常,例如管子结垢、内部聚集空气、疏水装置不能维持正常水位等,也将引起汽轮机组热耗率增加。

现场热损失和汽水损失 热损失是由于工质通过管道或设备外壁向外界散热而引起的,保温不良或脱落均会引起热损失增大。汽水损失是系统中管道法兰、汽封、水封、阀门及其门杆等处的汽、水内、外泄漏造成的,包括工质损失和热量损失。因此现场的热力设备及高温管道均应有良好的保温,法兰和阀门也应严密不泄漏。

负荷经济分配 机组在并列运行时,由于外界电力负荷的限制,不可能保证机组都在最经济工况下运行,正确分配机组间负荷,以求得发电厂总的最高运行效率,是负荷经济分配的目的。负荷经济分配的原则是生产一定量的电力,系统中所需燃料耗量为最少。理论上当各热力设备的能耗微增率相等时,系统中总能耗量达到极小值。对于单元机组,它们之间的负荷经济分配原则是单元机组燃料耗量微增率相等,在确定单元机组燃料消耗微增率时,必须考虑单元机组本身厂用汽消耗和厂用电消耗,也就是要求按单元机组燃料消耗的净微增率考虑。母管制的汽轮机之间的负荷经济分配,通常采用先让汽耗微增率小的汽轮机承担负荷,然后依次由汽耗微增率较大的汽轮机承担。

对于调峰机组的经济运行方式,则需要考虑机组起停燃料消耗和低负荷运行效率的恶化程度。

机组运行经济性监控 过去中小型火力发电厂多采用小指标分析法,即定期对运行经济指标进行统计分析,以掌握机组运行经济性和存在问题。对汽轮机来说主要经济指标有汽耗、热耗、排汽真空、高压加热器投入率、给水温度、凝汽器端差等。70年代初开始用计算机对机组运行经济性进行监测,并取得明显效益。通常采用基准偏差法对关键的可控参数连续进行监督分析。首先确定这些参数在各种工况下的基准值(最佳值),运行中不断地进行实际值和基准值比较,并根据两者差值计算出对机组热耗、煤耗的影响,运行人员根据计算结果,及时进行调整操作,使机组运行工况经常处于较佳状态。目前大机组的数据采集监测系统均具有运行经济性监测功能。

随着计算机技术发展,已开发出一些提高机组经济性的高级优化控制软件,例如凝结水节流控制,它改变了传统的控制高压调节汽门以快速响应电网负荷需求的方法,应用控制凝结水量和汽机抽汽量瞬态变化来适应负荷需求的控制策略,经实践证明,这种控制方法可以明显提高动态经济性。广泛应用这些高级优化控制软件,无疑是今后提高机组经济性的发展方向。

汽轮机控制系统

汽轮机控制系统 (steam turbine control system)

使汽轮机适应各种运行工况实现自动控制的系统的总称。除了最基本的汽轮机调节系统和液压伺服系统外,还包括超速保护、热应力计算、自起停和负荷自动控制、操作监视等子系统。有些厂商提供的汽轮机控制系统还将汽轮机紧急跳闸系统和自动同步系统等也包括在内。

汽轮机调节系统 一个能将汽轮发电机组的主要运行参数(转速、发电机功率和频率)维持在指定值的自动控制系统。根据需要还可以包括主蒸汽压力等其他参数的调节。

早期的汽轮机调节系统为机械液压式调节系统,通常只具有较窄范围(在额定转速的 $\pm 6\%$ 以内)的闭环转速调节和超速跳闸功能,响应速度较低,由机械间隙引起的转速迟缓率较大,而且其转速—负荷静特性是固定的,不能根据运行需要任意改变。

随着数字计算技术的飞速发展及其在过程自动化领域中的应用,机械液压式调节系统很快就被以计算机、微机为基础构成的数字式电液调节系统(DEH)所取代。其性能和可靠性大大提高,系统及功能则进一步扩大,从单纯的调节系统扩展成调节、保护等功能融于一体的控制系统。

现代的数字式汽轮机控制系统的基本功能在于实现宽范围的转速控制和负荷控制,同时也包括异常工况下的负荷限制,以及主汽压力控制和阀门管理等。

转速控制 用以实现将汽轮机从盘车转速逐渐提升到额定转速。转速调节范围一般为 $50\sim 3500\text{ r/min}$,调节准确度可以达到 $1\sim 2\text{ r/min}$ 。在汽轮机升速过程中,转速定值是一个按预定升速率变化的值。升速率可以用人工选择,也可以由有关系统的控制电路自动选择。

在汽轮机的升速过程中,如果出现异常,如轴承振动偏大、转子热应力偏大等,调节系统能够自动闭锁转速控制回路实现转速保持或者降低到指定的转速。但是在临界转速范围内不允许转速保持,有的系统还具有自动加大升速率的功能。

负荷控制 它的功能是用开环或闭环控制的方式去改变或维持汽轮发电机组的负荷。采用开环控制方式时,直接由功率定值及频差信号确定阀门的开度(在发电机并网后,转速控制回路的转速偏差也就是电网频率与额定频率的偏差)。采用闭环控制负荷时,则以发电机的实际功率作为反馈信号,保证汽轮发电机的实发功率与功率定值一致。功率控制的准确度一般在 2 MW 以内。但是当出现发电机甩负荷的情况时,功率反馈消失,若功率给定值不改变,则转子将加速飞升。

所以在机组甩负荷时应切除功率给定。为此有的汽轮机电调系统采用调节级压力代表汽轮机的实际功率作为负荷控制回路的反馈信号,但在低负荷(一般在30%负荷以下)时,这一信号的可信度较差。

负荷控制回路使汽轮发电机组在并网后迅速接带3%~10%的初始负荷。然后送出随时间变化的功率定值。目标负荷可以由运行人员设定,也可以接受来自电网调度自动化系统的指令。变负荷率也可以由运行人员设定,一般在每分钟0.5%~10%最大连续出力(MCR)的范围内选择。具有热应力限制功能的系统则能自动地根据热应力的限制变负荷率的大小。

起动控制方式 汽轮机调节系统包含有一些逻辑控制回路以便使汽轮机在起动过程中能实现不同的起动方式,例如,高压缸起动或中压缸起动方式选择。

阀门管理 负责对汽轮机高压调节阀两种运行方式即节流调节方式(又称全周进汽方式)和喷嘴调节方式(又称部分进汽方式)的选择和切换。

负荷限制 当机组的运行工况或蒸汽参数出现异常时,为避免损坏机组,并使机组的运行尽快恢复正常,调节系统将会通过相应回路对机组的负荷进行限制。通常大型汽轮机所采用的负荷限制措施至少包括功率反馈的限制、变负荷限制、主汽压力限制、最高和最低负荷限制等。

除上述负荷限制措施以外,有的汽轮机电调系统还能提供诸如转子加速度限制(当转子加速度过大时,保护动作,关闭汽门)、汽轮机凝汽器低真空限制(真空低于限值时按比例降低负荷)、再热汽压过低限制(限制中、低压缸负荷)、高压缸排汽温度异常限制等不同的负荷限制功能。

主汽压力控制 为了使汽轮机能适应机炉协调控制和汽轮机跟随的运行方式而设置的控制回路。根据主汽门前汽压与主汽压力定值之间的偏差控制调节汽门开度以保持主汽压力在设定值。

快速减负荷(RB) 当汽轮机和锅炉本身运行正常而它们的主要辅机发生故障部分退出工作时,为了维持机组稳定运行,根据所余辅机的能力将机组的负荷自动降低到适当的大小。辅机故障减负荷一般划分为2~3个等级,例如减负荷到额定负荷的75%、50%或25%。实现的方式通常是在上述故障发生后自动将负荷控制回路的功率定值降低到所允许的功率等级。

阀门在线试验 可以在带负荷(一般在额定负荷的90%以下)的条件下逐个关闭所有汽阀以验证它们的工作情况,保证一旦发生事故时阀门能可靠关闭。试验时对汽轮机的负荷基本上不会产生影响。

液压伺服系统 专指电液控制系统中的液压部

分。主要由油源、液压执行机构和危急遮断系统组成,用以将来自调节系统及汽轮机保护系统的电信号转换成对汽阀(高压主汽阀、调节阀,中压主汽阀、调节阀)的操作调节作用。

油源用来向液压执行机构提供连续的、压力稳定和温度适中的压力油。液压执行机构由电液转换器(伺服阀)、液压油缸、阀位传感器及电磁试验阀等部件构成。执行机构的全行程时间一般小于0.3s。

早期汽轮机的液压伺服系统是汽轮机液压调节系统的一个组成部分,其油源往往与汽轮机润滑油系统共用,油压较低。发展至电液调节系统后,为改善调节质量,提高调节准确度、对液压介质的要求提高,将汽轮机调节油源与机组润滑油源分开,改用抗燃油作为调节介质,而且大都采用高压(约14MPa)抗燃油,性能有了极大的改善,保证了DEH系统的可靠、安全运行。

在DEH的液压伺服系统中还包括一个危急遮断系统,一般由遮断电磁阀、超速保护控制电磁阀、若干专用阀门及压力开关等组成,用以配合汽轮机的紧急跳闸系统(ETS),在异常工况下,使汽轮机紧急停机。为了提高遮断系统的可靠性,遮断油路冗余设置,任一遮断通道动作都会引起汽轮机跳闸,并有在线试验手段。危急遮断系统通常按失励遮断原则工作,体现出对汽轮机保护系统“宁可误动,不可拒动”的设计指导思想。

大部分汽轮机还在本系统中保留了传统的离心飞锤式的机械超速保护油路作为ETS中超速跳闸的后备设施。

超速控制和保护系统 用以防止因汽轮机功率与电负荷产生不平衡而超速的控制和保护系统。

瞬态电负荷快控保护 运行中的汽轮机当由于电力系统故障导致瞬间发电机大幅度甩负荷时,DEH系统能立即关闭高压和中压调节阀,并在延迟一段时间后,再自动将这些阀门重新开启,以保证不致造成电力系统振荡。(见瞬态电负荷快控保护)

超速保护控制和跳闸保护 当汽轮机转速超过额定转速的103%或转子加速度超过规定值时,DEH系统发出指令迅速关闭中压调节阀或同时关闭高、中压调节阀。当超速达到110%额定转速时,系统能发出信号至ETS系统令汽轮机跳闸。

汽轮机自起停及负荷自动控制系统 根据汽轮机的工艺参数及热应力工况指挥汽轮机调节系统及其他有关控制系统,完成汽轮机的自动起动、停止和安全经济运行过程的自动控制系统,简称ATC。它的功能随设计的不同而会有一定的差异,通常都包括汽轮机工艺参数的数据采集,对汽轮机有关辅机的起停控制的

指挥,汽轮机控制系统内各个子系统功能的协调以及汽轮机寿命管理等。

DEH 的 ATC 系统能够自动地变更转速,改变升速率,产生转速保持,将汽轮机从盘车转速提升到同步转速或进而并网,带上初始负荷,然后自动地改变负荷变化率,产生负荷保持,升负荷直至带满负荷。在任一阶段,如果出现异常工况或接到人工发出的停止 ATC 程序指令后,系统能将汽轮机退回到所要求的运行方式或自动地按照与启动时基本相反的顺序退回到使异常工况消失的阶段。必要时通过紧急跳闸系统(ETS)跳闸停机。

当 DEH 通过遥控接口接受遥控负荷调度时,ATC 系统能监视负荷的变化并具有超越控制的能力。

操作监视系统 用以实现测量汽轮机的有关工艺参数,将结果送入调节、保护系统并供运行人员监视操作。

DEH 系统的人机接口通常包括操作员站、打印机、显示面板和工程师站等。通过人机接口能够完成工艺流程及参数的显示、报警、制表记录和操作指导等功能。

汽轮机控制系统的硬件配置 DEH 系统的电子电气部分是一个基于微处理器的控制系统,通常由控制机柜、操作员站、打印机、专用操作面板及工程师站组成。所有微处理器单元、过程输入输出通道、数据通信系统以及电源部分被分布在数个机柜之内。电子模块均为固态电路,具有标准化、模块化 and 插入式的结构。执行控制和逻辑功能的处理器冗余配置,互为备用,无扰切换。I/O 模块的输入信号准确度:高电平 $\pm 0.1\%$,低电平 $\pm 0.2\%$;输出信号准确度 $\pm 0.25\%$ 。所有数字量输入模块都有防抖动滤波处理。关键的参数信号(如转速、调节级压力、发电机功率等)冗余设置,分别送往不同的 I/O 模块。每一个 DEH 系统都能提供接口与电厂分散控制系统(DCS)进行数据通信。操作员至少包括一台高分辨率的 CRT。画面响应时间少于 2s,数据更新速度小于 1s。运行人员通过按钮、触屏或鼠标等手段发出的任何操作指令均能在 1s 或更短时间内被执行,已被执行的确认信息能在 2.0~2.5s 内在 CRT 上反映出来。

4. 汽轮机旁路系统

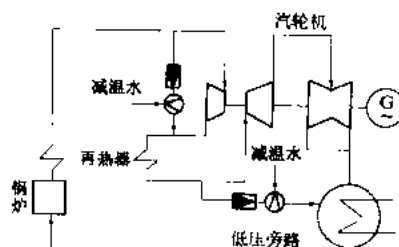
汽轮机旁路系统 (steam turbine by-pass system) 中间再热机组设置的与汽轮机并联的蒸汽减压减温系统。

旁路系统功能 机组启动期间,加快锅炉和主蒸汽、再热蒸汽管道升温过程,使主蒸汽和再热蒸汽参数尽快达到汽轮机冲转的要求,缩短机组启动时间;机组

正常运行期间,协调机炉之间蒸汽量,以稳定锅炉运行;机组甩负荷或运行工况急剧变化时,排除锅炉产生的过量蒸汽,避免因蒸汽压力突然上升,锅炉安全阀动作损失大量工质;对于在机组起停期间,不允许干烧的锅炉再热器,旁路系统还用于冷却再热器,防止其超温。

旁路系统类型 旁路系统通常分一级旁路、二级旁路和三级旁路三种。一级旁路即大旁路,将主蒸汽直接排至凝汽器,系统简单,操作方便,多用于再热器不需保护的机组;二级旁路即高、低压旁路通过锅炉再热器连接,所以又称高、低压串连旁路,特点是系统较简单,且调节灵活,亦能有效保护再热器;三级旁路即大旁路与高、低压旁路并联连接,便于适应负荷变化的需要,但系统复杂。

二级旁路系统由两部分组成:从主蒸汽管道经减压阀和减温器接至低温再热蒸汽管道的高压旁路,和从高温再热蒸汽管道经减压阀和减温器接至凝汽器的低压旁路(见图)。二级旁路功能全面、系统简单、使用较多。



二级旁路系统

旁路系统的选择 根据火电厂在电网中的作用和机组特性来决定旁路系统应有的功能。主要承担基本负荷的机组,旁路系统一般仅具备缩短启动时间的功能即可;对调峰或二班制运行,要求只带厂用电运行以及停机不停炉的机组,其旁路系统宜具备多种功能;这种旁路系统,在机组正常运行期间,处于热备用状态,跟踪主蒸汽压力实行自动控制,机组甩负荷或运行工况急剧变化时,旁路阀自动开启,机组起停时,旁路系统自动配合机组运行。

如锅炉再热器允许干烧而汽机又仅采用高中压缸串联启动方式时,可不设汽机旁路系统,而只设 5% 容量的锅炉小旁路;对采用中压缸启动方式的机组,必须设置汽机旁路系统;对采用高中压缸联合(并联)启动的机组,也必须设置旁路,此时的旁路系统还需分别配合高中压缸进汽需要,具有较复杂的控制能力,这种方式目前使用较少。

旁路系统的参数,根据旁路的功能来确定。

旁路容量 通常以相应额定参数下旁路阀通过的

蒸汽流量,占锅炉最大连续蒸发量的百分数来表示,或以锅炉额定蒸发量或汽机高、中压缸额定进汽量的百分数表示。每个工程项目需根据其所定的旁路功能要求来决定其容量。

对只需具有缩短机组启动时间功能的旁路系统,其容量应满足在冷态、温态、热态及极热态下启动时机炉启动曲线匹配的要求,在规定的时间内完成启动,一般为30%~40%。对多功能的旁路系统,其容量则还应根据赋予旁路系统功能所要求的通过蒸汽量及锅炉最低稳燃负荷等,通过技术经济比较后确定,可采用较大甚至100%容量。

旁路阀的型式 有液动和电动两种。液动阀动作快,电动阀动作较慢。当旁路系统只用于缩短启动时间时,可以采用电动旁路阀;当旁路系统具有多种功能时,则必须采用液动阀。

汽轮机启动

汽轮机启动 (start-up of steam turbine)

汽轮机从停用状态,按一定的程序进行冲转、升速暖机、定速、并网接带负荷至额定值的全部过程。

汽轮机启动方式主要有额定参数启动与滑参数启动两种。额定参数启动时,主蒸汽参数始终保持额定值,不随启动过程而变化。用这种方式冷态启动时,新蒸汽与汽轮机金属温差很大,通常用限制流量的方法来控制金属温升率,流量过小又会引起加热不均,因此升速阶段较长。但是在母管制供汽的发电厂,主要是采用这种方式启动。滑参数启动时,在整个启动过程中,主蒸汽参数随着机组转速、负荷的上升而滑升。蒸汽温度和汽轮机金属温度可以保持合理的匹配,同时在规定的金属温升率的条件下,低参数蒸汽流量大,加热均匀,可以较快地升速并网带负荷,目前大容量单元机组都采用滑参数启动方式。

汽轮机启动过程可分为启动前准备、冲转升速暖机和并网带负荷三个主要阶段。

启动前准备 包括设备及系统检查、暖管、油系统循环、调节保护装置试验、盘车投入、启动辅机和凝汽器建立真空等内容。

设备、系统检查 在汽轮机启动前,要对油系统、调节保护系统和各汽水系统的阀门开关位置,主辅设备状况,重要表计,信号及保护电源等进行检查,并确认符合运行规程要求。

暖管 冷态启动冲转前,利用低温蒸汽对主蒸汽管道、再热蒸汽管道、主汽门和调节汽门间导汽管道以及电动主闸门、自动主汽门和调节汽门进行预热,通称暖管。暖管又分一段暖管和二段暖管,一段暖管是指电动主闸门(或自动主汽门)前蒸汽管道暖管,二段暖管

则是指电动主闸门(或自动主汽门)至调节汽门之间管道的暖管。通常二段暖管与冲转暖机同时进行,防止调节汽门不严,漏汽冲动转子。暖管时蒸汽进入较冷管道,必然会急剧凝结成水,因此暖管时必须进行疏水,及时排出积水,防止水冲击。

油系统循环 启动润滑油泵,使油系统充油驱除空气。启动高压启动油泵,进行油循环。检查油系统管道、阀门、法兰有无渗漏情况,油箱油位、轴承回油是否正常。大型汽轮机转子的临界转速偏低,油温低容易引起油膜振荡,冲转前油温一般控制在40℃以上。通常采用油循环提高油温。

调节保护装置试验 根据运行规程要求进行调节系统静态试验,低油压、低真空保护试验,轴向位移保护试验,超速保护试验,液压逆止门试验等。若有不正常情况应设法消除。

盘车投入 为了消除转子弹性热弯曲,避免动静部分碰磨,在锅炉点火之前启动盘车装置连续盘动转子。冷态启动连续盘车时间不少于2h,热态启动不少于4h。在启动盘车装置前要投入润滑油泵和顶轴油泵。在盘车运行正常后投入联动开关,测量大轴晃度。在连续盘车期间要避免盘车中断。

启动辅机、凝汽器建立真空 启动循环水泵、凝结水泵,投入抽气器,建立凝汽器真空。真空达27kPa(200mmHg),通知锅炉点火,在汽轮机冲转前,一般真空应保持在60~67kPa(450~500mmHg)左右。热态启动时,为防止空气对转子轴封段的冷却,要先送轴封蒸汽,后抽真空。

冲转和升速暖机 开启主汽门和调节汽门,蒸汽进入汽轮机,冲动转子,盘车自动脱扣。现代大容量汽轮机在冲转时,强调全周进汽,用启动阀冲转,以求加热均匀。也有些机组用调节汽门冲转,冲转时部分进汽。通常汽轮机在冲转前需具备下列条件:①主蒸汽参数和再热蒸汽参数达到规程要求,蒸汽过热度不小于50℃;②凝汽器真空保持在60~67kPa范围内;③润滑油压及轴承油流正常,冷油器出口油温维持在30~45℃范围内;④高、中压汽缸上下温差不大于50℃;⑤盘车运行正常,汽缸内、轴封处无异音,大轴晃度不大于原始值0.02mm;⑥热态启动部件金属温度较高,蒸汽参数、凝汽器真空要维持稍高些。冲转前要特别注意上下缸温差和大轴晃度。

汽轮机冲转后,即可按规定的升速率提升转速,通常升速率为每分钟100~300r/min,越过临界转速区多采用每分钟300~600r/min的较高升速率。冷态启动一般在100~500r/min下进行汽轮发电机组全面检查,在1200r/min下进行中速暖机,暖机时间一般为30min左右。根据需要还可安排高速暖机,高速暖

机转速可根据转子临界转速分布情况,选择在 2500 r/min 左右。中速暖机和高速暖机的目的是防止材料脆性破坏和避免过大的热应力。一般在规程中规定冷态起动在不同高中压缸金属温度下起动的暖机时间,缸温愈低暖机时间愈长,以保证暖机结束前高中压转子渡过了材料脆性转变温度。热态起动在正常情况下不需要暖机,低速检查后即可升速到额定转速。

并网接带负荷 汽轮机达额定转速后,检查确认设备运转正常,即可进行并网接带负荷。

机组并网后即带初负荷暖机,初负荷数值一般为额定负荷的 5%~10%,暖机时间一般为 60 min 左右。暖机的目的是缓和带负荷后出现较大温升、热应力和胀差。随后按机组滑参数起动曲线,逐渐关闭旁路,开大调节汽门和加强锅炉燃烧进行升温、升压、升负荷。通常当蒸汽参数达到额定值,负荷也提升到额定值。现代大容量机组多配置有转子应力监测装置和具有自起停功能的计算机监控装置,直接根据转子应力裕度或蒸汽金属温度匹配状况来控制升速、升负荷。

现代大容量汽轮机的低压加热器、高压加热器均采用随机起动方式。在高压加热器投运过程中,要控制给水温度变化速度不得超过规定值,防止温差应力过大而造成结合面损坏泄漏。

起动中几个问题 影响汽轮机起动成功与否的因素很多,最主要的是冲转参数选择、合理暖机和正确确定起动控制指标。

冲转参数的选择 大容量汽轮机起动时,应根据高压缸调节级汽室和中压缸进汽室的金属温度,选择适当的主蒸汽温度和再热蒸汽温度。通常推荐调节级处和中压进汽室处蒸汽与金属最佳温度匹配范围是 28~56℃。有些机组采用主蒸汽温度高于调节级处汽缸内壁温度 50~100℃,再热蒸汽温度等于中压缸温度来保证蒸汽与金属温度的合理匹配。

盘车预热 为了减小汽轮机起动时的热冲击,要求进入汽轮机的蒸汽温度与汽缸转子金属温度相匹配。但冷态起动汽轮机金属温度很低,蒸汽与金属温差很大,加上蒸汽与温度较低的金属接触产生凝结放热,导致剧烈的热冲击。为此较先进的机组采用冲转前盘车预热,即在盘车状态下通入蒸汽加热汽轮机转子和汽缸,使其温度达到 150℃。这样不仅避免冲转时热冲击,同时在冲转前转子已渡过了材料脆性转变温度。

起动控制指标 为控制汽轮机在起动过程中不出现不允许的热应力、热变形和不允许的动静间隙变化,根据运行经验和理论计算常规定出一定的控制指标。

(1) 温度变化率:蒸汽温度急剧变化,将引起金属部件温度急剧变化,而导致部件内部温度不均匀,产生过大热应力和热变形。通常规定主蒸汽温度变化率不

大于 2℃/min,汽缸金属温度变化率不大于 2~2.5℃/min。

(2) 汽缸法兰温度差:包括汽缸、法兰内外壁,上下汽缸、上下法兰,左右法兰,法兰与螺丝,汽缸与法兰等温差。由于部件之间相互制约,上述温差愈大,部件内部热应力和热变形也愈大。其限值各制造厂有具体规定。

(3) 振动:在起动过程中,随时应注意机组振动情况。在低于一阶临界转速时,如果轴承振动值达到 0.04 mm,必须打闸停机;在临界转速时,轴承振动不应超过 0.1~0.15 mm,否则立即打闸停机,严禁硬闯和降速暖机。但实际上这样规定并不能有效地防止弯轴事故,现在有建议在 0.5 n_c (转子第一临界转速) 开始监视振动,在 0.8 n_c 下轴承振动小于 0.08 mm 时,可升速通过临界转速,否则查明原因消除后才能升速。

(4) 胀差:转子与汽缸受热膨胀差过大将改变动静部分轴向间隙,甚者导致间隙消失造成动静部件碰磨。为此在起动过程中必须控制胀差不超过规定的数值。

(5) 转子热应力:根据汽轮机转子寿命消耗分配,确定起停过程中允许的转子最大热应力。先进的大型汽轮机均配备有转子应力监测装置,它可随时显示转子应力变化趋势和当前值。有的与自起停装置配合,可自动根据转子应力裕度大小控制机组起动速度。

汽轮机汽缸

汽轮机汽缸 (steam turbine cylinder) 汽轮机本体的外壳。是蒸汽在其间完成能量转换的重要部件。它还具有支承其他静止部件,如隔板、隔板套(反动式汽轮机为静叶环或静叶环套)、喷嘴汽室等的功能(图 1)。汽缸两端设有轴封,防止高温高压蒸汽外泄和负压侧外部空

气漏入。汽缸是承受高温高压的部件。为了绝热,汽缸外壁装有保温层与罩壳。汽缸重量大,形状复杂。在其外部连接有进汽、排汽和回热抽汽等管道。汽缸的受力情况相当复杂,因此汽缸应着重考虑和解决的问题有:汽缸及其结合面的密封性;汽缸的热膨胀、热变形和热应力,特别注意要避免应力集中;汽缸的

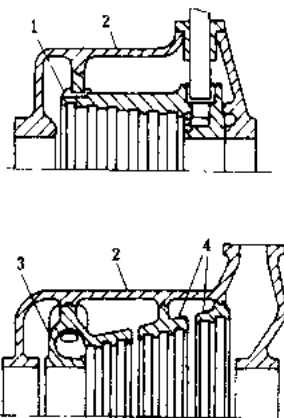


图 1 汽缸剖面示意图

1—内缸; 2—外缸;
3—部分内缸; 4—隔板套

刚度、强度和通流特性(特别是进汽室和排汽室)等。为了解决汽缸各部位在各个方向上受热时的自由膨胀,同时又能保证转子和静子间的同心度,设置了汽缸的滑销系统。

结构 对于小容量的汽轮机,通常为单缸结构,而对于大容量的中间再热机组,不仅采用多缸形式,而且还由于蒸汽参数较高,设计成双层缸结构。为了便于加工、装配和检修,汽缸一般均做成水平对分形式(即上下缸)。为了合理地利用材料,汽缸也有由垂直接合面分成几段的。水平和垂直接合面用法兰螺栓相互连接。汽缸的形状力求简单,但由于其内部要与隔板(静叶环)或隔板套(静叶环套)相连接,还要考虑进汽室布置,外部要与各种管道相连,难于做成对称均匀的形状,但大体上汽缸保持为圆筒形、圆锥形或阶梯圆筒形。大容量、高参数、中间再热凝汽式汽轮机的结构特点

往往是:高中压通流部分反向布置,新蒸汽和再热蒸汽等高温进汽部分集中在中部;低压缸分流;高中压缸和低压缸均采用双层缸,高中压内外缸之间设置遮热罩;高中压内缸和外缸均采用上缸支承形式(参见彩图插页第25页48~50图)。

双层缸结构的优点是可减少单个铸件的重量,制造加工比较方便;可按不同温度合理选用材料;由于缸壁厚,内外缸之间还可通汽冷却或加热,从而减少热应力,有利于提高机组运行灵活性。

高、中压缸还有圆筒式汽缸、紧圈式内缸等结构。德国 KWU 937MW 亚临界压力汽轮机采用圆筒式汽缸结构。高压外缸为圆筒式结构,未采用通常的水平中分面法兰,因此形成一个除进排汽管部位之外汽缸壁厚均匀紧凑的轴对称结构。这种圆筒型缸可以防止缸体的不对称变形而引起的中心偏差,并能在负荷和温度快速变化时保持较低的热应力水平。高压内缸具有垂直中分面法兰、用螺栓紧固(见图2)

欧洲 ABB (Asea Brown Boveri) 公司制造的大容

量汽轮机高压内缸为无法兰的圆筒形汽缸,它由两个基本上对称的无法兰半圆筒组成,半圆筒之间的接合面与水平面成 50° 夹角,共用 5~10 个环形紧圈箍紧,以保证密封性。紧圈是在加热到 200°C 后套装到确定

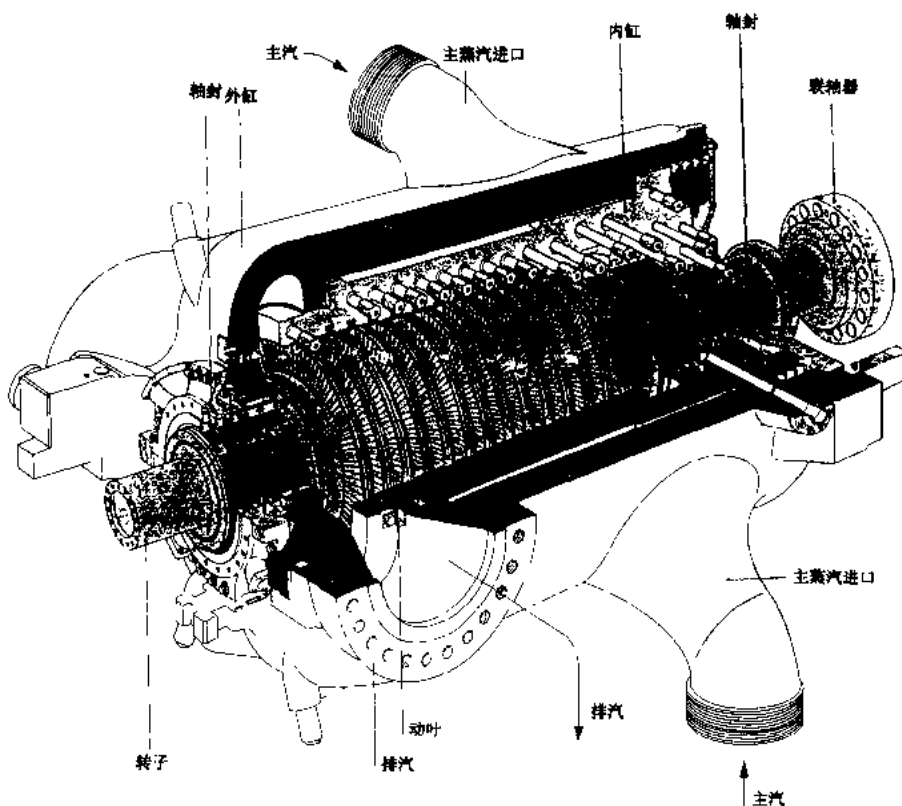


图2 德国 KWU 937MW 汽轮机高压缸结构图

的部位。紧圈在任何运行工况下都具有足够的密封紧力。这种结构大大地减少了起停或变负荷时汽缸壁的热应力,因此能适应对蒸汽流量和温度变化较剧烈的工况,能满足频繁起停的要求(见图3)。

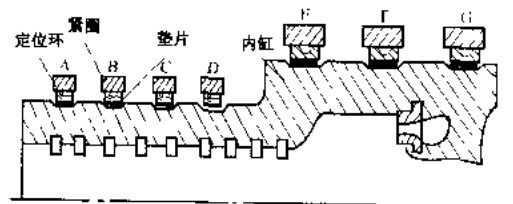


图3 高压内缸紧圈布置图

汽缸的配置 大容量中间再热式汽轮机的汽缸数目取决于机组的容量和单个低压缸的通流能力。高、中压缸的布置有合缸和分缸两种方式。高中压分缸的缺点是高中压缸之间为高温部分,轴承处于高温区,如有漏油很不安全,轴封漏汽较合缸为大。其优点是高中压缸胀差分别控制便于起停,变负荷灵活机动。高中压合缸

的新蒸汽进汽部分在中部，高、中压通流部分反向布置。合缸布置的优点是紧凑，可缩短机组总长度，高温部分集中在汽轮机中段，轴承和调节系统各部套受高温部分影响较小，汽缸热应力小，两端外轴封漏汽较少，轴向推力容易平衡；缺点是高、中压的分缸隔板承受较大压差，变工况运行有较大热应力，动静部件胀差较复杂，高、中压进汽管集中在中部较拥挤，布置和检修不方便。美国通用电气（GE）公司、日本日立（Hitachi）公司和意大利安莎多（Ansaldo）公司制造的300 MW以下容量的汽轮机，以及中国引进美国西屋（WH）公司技术制造的300 MW机组，都采用高、中压合缸结构，但高、中压内缸是分开的，这样可以避免隔板热应力过大产生裂纹等问题，但是要考虑到甩负荷时中部轴封汽室消压的问题，否则轴封汽室积压会导致中压部分窜汽，引起机组超速。

为了平衡轴向推力，高压缸通流部分可采用回流布置方式，即新蒸汽从汽缸中部进入，依次通过内缸顺向布置各级，然后通过内外缸夹层空间回流入反向布置各级。前苏联生产的300 MW机组甚至在中压缸也采用了这种回流布置方式。

随着机组容量的增大，几乎多数制造厂家在600 MW及以上容量机组都采用分流中压缸。

大容量低压缸在结构布置上，要解决形体过分庞大而刚度不足产生的变形问题，以及低压缸与凝汽器的相互连接问题。凝汽器的布置及其与低压缸的连接方式，将影响到低压缸的支承及其刚度。有些机组采用单壳体凝汽器纵向布置，以使低压缸坐落于钢筋混凝土基座上，增加基座和汽缸的刚度。还有的汽轮机将凝汽器分别布置在低压缸两侧，充分利用凝汽器强大的钢构架来支承低压缸，以使它们的变形量小（见图4）。

法兰和螺栓 为了保证汽缸结合面的严密性，法兰远比汽缸壁宽厚，并且法兰螺栓必须具有足够的紧力和强度。为此，高温部分的法兰螺栓均采用热紧方式，螺栓可采用空心结构，一方面增加刚度，另一方面

可装入电加热棒进行热紧螺栓。汽缸首先进行冷紧使法兰结合面无间隙，然后再进行热紧。热紧度一般为 $1.3\% \sim 1.7\%$ ，使其具有足够大的初紧力，经过运行应

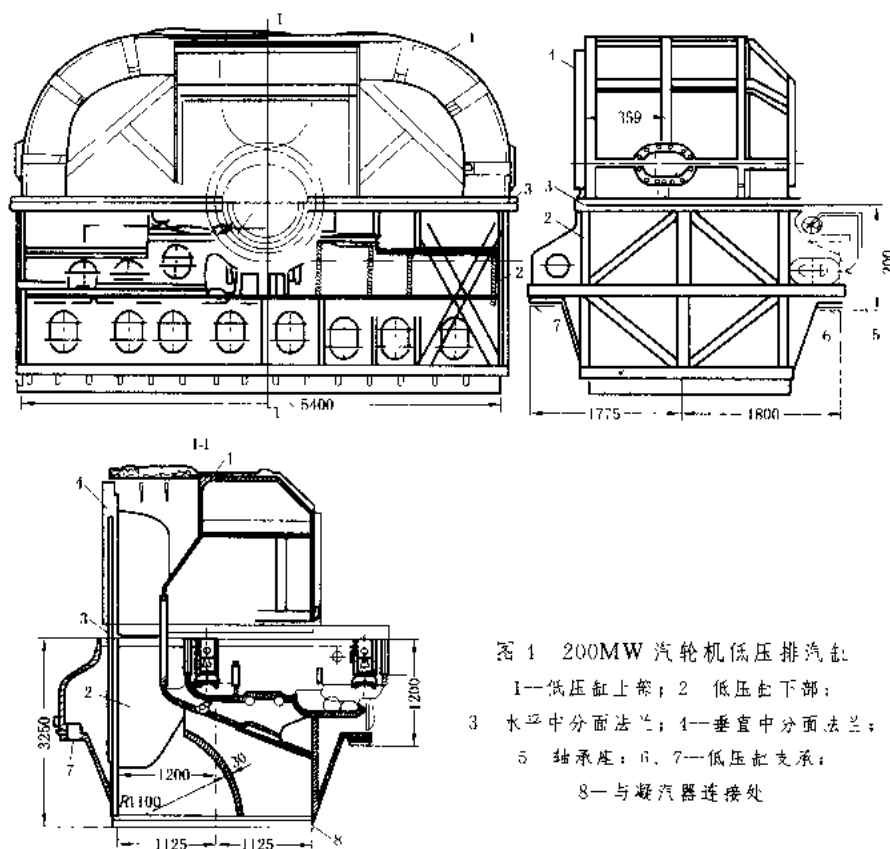


图4 200MW汽轮机低压排汽缸
1—低压缸上部；2—低压缸下部；
3—水平中分面法兰；4—垂直中分面法兰；
5—轴承座；6、7—低压缸支承；
8—与凝汽器连接处

力松弛后，剩余紧力仍能保证法兰的严密性。细腰螺栓或柔性螺栓[图5(a)]，其腰部直径略小于螺纹根部直径，这样使非螺纹部分与螺纹部分静强度相同，可减少非螺纹部分刚度，使延伸增加，缩径处过渡圆弧半径为 $R \geq 0.2d$ ，由于弹性较好，可减少因应力集中而萌生的裂纹断裂，应用较多。为了减少螺栓的紧力，通常采用增加螺栓个数、减少

节距和将螺栓内移两种方法。为了增大螺栓的弹性变形，采用增加螺栓长度的方法，在罩螺帽与法兰表面加装特制高套筒垫圈，或者采用双头螺栓。汽缸法兰螺丝孔，以前曾采用栽丝（下缸）与通孔两种结构，因铸造质量问题，下缸栽丝处经常出现沙眼或其他缺陷，因此现已几乎全部采用通孔式双头螺栓结构[图5(b)]。有些

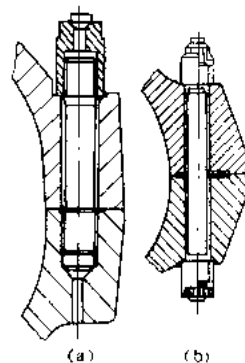


图5 汽缸法兰螺栓
(a) 细腰螺栓（柔性螺栓，丝对）；(b) 双头螺栓

机组当法兰内移后,将与螺帽接合部位的法兰加厚,构成高窄波形法兰[图6(a)],或将螺栓部位的汽缸刮出一凹进平面[图6(b)],在罩螺帽与法兰平面间加

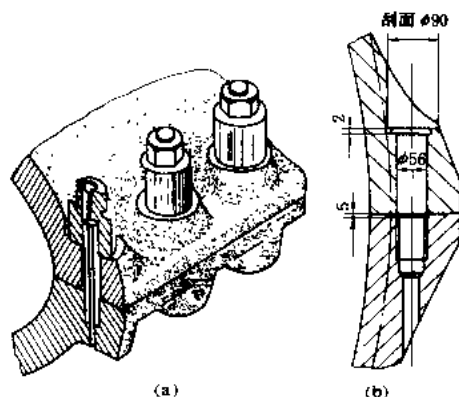


图6 法兰内移

(a) 高窄波形法兰; (b) 凹进平面

入高压垫圈。连接汽缸中分面及各种阀门壳体法兰的紧固件,因其在应力松弛条件下工作,且承受拉伸应力,故其材料应具有较高的抗松弛性能,足够的高温强度,较低的缺口敏感性,较高的蠕变极限和抗氧化性,而且组织稳定性好,热脆性倾向小。螺栓和螺帽的材料也是根据工作温度来选取的。螺母材料的强度应比螺栓低一级,两者因硬度不同,可减少螺栓的磨损,并能防止长期工作后咬死。有的采用螺栓与螺母部分镀铜或采用锥螺纹便于拆卸。如上汽引进 300 MW 机组汽缸螺栓部分采用 3% 的锥螺纹,北重厂 330 MW 机组螺栓部分采用 8% 的锥螺纹,有的采用大间隙螺纹,避免螺栓与螺母咬死拆不下来。

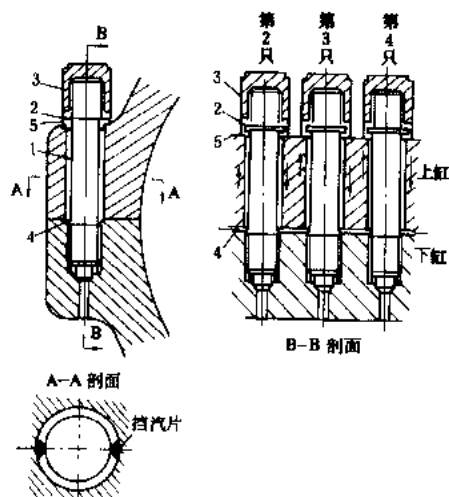


图7 法兰和螺栓加热装置

1-挡片; 2-球面空心垫圈; 3-螺帽;
4-平面槽; 5-圆周空间

辅助加热(冷却)装置 汽缸的质量大,法兰部分尤甚,在启动停机时加热或冷却的胀缩,往往滞后于转子,影响启动速度,甚至造成动静部分碰磨,有些大容量汽轮机常设有法兰和螺栓加热装置(见图7)以及双层缸的夹层加热和冷却装置,但这种装置给运行带来不便,后经改进大多已不再采用。

在汽轮机启动、空载及低负荷时,蒸汽通流量很小,不足以带走低压缸内摩擦鼓风产生的热量。容易使排汽缸温度升高而引起汽缸变形、破坏汽缸转子中心线一致等一系列问题,为此装设有排汽缸喷水降温装置(见图8)。

图8 排汽缸低负荷喷水降温装置
1-进水管;
2-喷水管

汽轮机汽缸铸件

(casting for steam turbine cylinder) 大容量汽轮机的高中压汽缸用铸造的方法制造,是汽轮机加工中的最大铸造件。汽缸要在一定蒸汽温度与压力下运行。对铸件的要求是,除应具有良好的刚性与强度外,尚应有一定耐热性、组织稳定性、抗热疲劳性及抗氧化性等。可按汽缸的工作温度选用合适的铸造材料:如铸铁 QT42-10 可在 320℃ 以下使用。铸钢 ZG25 可用于 360~400℃, ZG20CrMo 可用于 500℃ 以下, ZG20CrMoV 用于 540℃ 以下, ZG15Cr2Mo1 (即 2.25 Cr 1Mo 钢) 和 ZG15Cr1Mo1V 用于 570℃ 以下;工作温度超过 570℃ 的汽缸可采用 12% Cr 铸钢或奥氏体耐热钢铸钢,后者用于超临界或超超临界汽轮机汽缸。汽缸铸件形状复杂,铸造中容易产生各种铸造缺陷,有表面缺陷和内部缺陷,如气孔、疏松、夹渣、裂纹、变形、浇注不足等,通常要用彻底去除缺陷并补焊的办法修补,在修补中需有严格措施防止产生变形和裂纹向内部延伸。

汽轮机热力特性

(steam turbine thermal performance) 汽轮机组的进排汽参数、输入热量等与输出功率、供热量和效率之间的相互关系。汽轮机的热力特性与机组型式、容量、调节方式以及热力系统等因素有关。

热力特性可以用图或数学式表示,称为热力特性曲线或热力特性方程式。汽轮机热力特性可由热力计算或汽轮机性能试验求得。利用热力特性可制定机组的技术经济指标,确定机组的运行方式和进行机组间

负荷的合理分配。根据运行机组热力特性的变化,可了解 and 监督汽轮机通流部分的状况。

机组发电 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 的汽耗量或热耗量称为汽耗率或热耗率,它们常用以表征汽轮机的热效率。习惯上也把新机投运时在各种负荷(一般为额定负荷的 100%、80%、60%和 40%)下测得的汽耗量(热耗率)与输出功率的关系曲线,称为汽轮机的热力特性曲线。对凝汽式汽轮机此曲线大体为一直线(或折线),又称威廉斯线。对供热式汽轮机则要反映汽耗量与供热量及输出功率的关系,需用一组直线(或折线)构成的网状图表示。

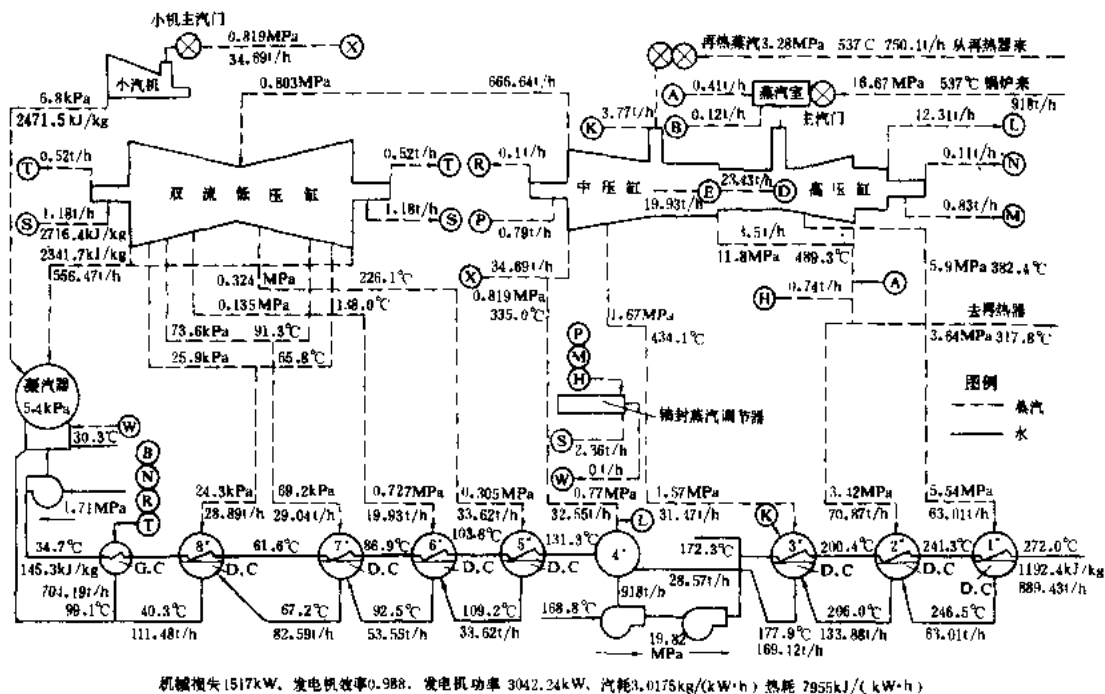
汽轮机热力系统

(steam turbine thermal power system)

使汽轮机的热功转换过程得以连续进行的所有设备和管道的组合。汽轮机热力系统主要包括主蒸汽和再热蒸汽系统、凝结水和给水回热

加热系统、凝汽系统,与之相辅的还有疏水系统、轴封汽系统和循环水系统等。汽轮机的热力系统由热交换器、水泵、阀门等设备及把它们连接起来的相应管道组成。汽轮机设计时要计算热力系统汽水流程各点的参数变化、热量转换以及热量和流量平衡状况。标明汽流量和热量平衡的热力系统图称为汽轮机热力系统热平衡图。系统中设备的选择、容量的匹配、系统的联结和参数的选定对电厂的效率有很大的影响,要采用最优合成的设计方法,使电厂全年运行成本最低。

主蒸汽和再热蒸汽系统 如图所示,从锅炉过热器送来的新蒸汽经过主汽门、调节汽门和汽轮机的蒸汽室,进入高压缸做功。从高压缸排出的蒸汽送回锅炉再热器中进行再热,再热后的蒸汽送回汽轮机的中压缸做功。从中压缸排出的蒸汽,一部分进入给水泵汽轮机用以驱动给水泵,其余的蒸汽进入分流低压缸做功后从两个排汽口排入凝汽器。



机械损失 1517kW, 发电机效率 0.988, 发电机功率 3042.24kW, 汽耗 3.0175kg/(kW·h) 热耗 7855kJ/(kW·h)

亚临界压力一次中间再热 300MW 汽轮机典型热力系统简图

凝汽系统 用大量的循环冷却水流过凝汽器,使排汽冷凝成凝结水,以建立和维持汽轮机末端的真空。

回热加热系统 汽轮机热力系统中利用汽轮机抽汽加热锅炉给水的组合设施。凝结水由凝结水泵抽出经轴封加热器,流过串联的多级低压加热器,再送入除氧器中加热除去溶解的气体,然后由升压泵送入给水泵加压成为给水,再经串联的多级高压加热器送回锅

炉。给水回热加热的意义,在于使部分工质的汽化潜热重新在循环中得到利用,减少工质冷源损失,提高循环热效率。理论上,蒸汽初温为 $500 \sim 600^\circ\text{C}$ 下,采用无穷多级回热加热,可使循环效率由不回热加热的兰金循环理想效率 10%~45% (考虑发电厂各项损失,兰金循环实际效率只能达 25%~35%),提高到接近卡诺循环效率 61%~66% 的水平(见回热循环)。实际应用上,由于给水回热加热温度的限制,抽汽份额一般不

超过 20%~30%，回热效率的提高因而也受到限制，提高的幅度一般随新蒸汽参数的提高而增加，亚临界压力机组可相对提高 15%~16%。总之，回热加热的效果取决于系统参数选择和系统的构成。给水回热最终温度（给水温度）、回热加热级数、加热级焓升以及回热抽汽压力是回热系统设计中的重要参数。

n 级（含单级）回热系统热力学上最有利的给水温度为 $t_{ix} \approx h'_c + \frac{n}{n-1}(h_{c0} - h_c)$ ，式中， h_{c0} 、 h_c 为凝结水和锅炉饱和水焓。但设计上最经济的给水温度则应由包括回热加热器及锅炉等整套设备的投资费用和运行费用在内的整体经济性来决定。即在保证系统工作方式最简单的条件下，电厂运行经济性的提高足以补偿和超过增加的设备费用。一般来说，设计上最经济的给水温度较热力学最有利给水温度约低 20~30℃，约等于锅炉压力下饱和温度的 65%~75%。

给水温度一定时，回热加热级数越多循环效率越高，但设备投资增加，系统更趋复杂，并且效率增长幅度随着级数的增加而逐渐减少。回热级数应由综合技术经济比较优化确定。现代大功率汽轮机组一般配置 7~8 级加热器。据理论推导，各加热级按等焓升分配能获得最高热效率。实际系统复杂多样，焓升分配都为近似解。回热抽汽压力都是非调整的。回热系统中的加热装置一般有高压加热器、低压加热器、除氧器、蒸汽冷却器、疏水冷却器、轴封加热器及抽汽加热器等，其热源为汽轮机抽汽、阀杆和轴封抽汽及射汽式抽气器排汽等。

疏水系统 从汽轮机高、中、低压缸抽出分别用于加热凝结水和给水的抽汽，冷凝后形成的疏水要从加热器中引出。回热系统中疏水的连接方式主要有疏水泵连接和疏水逐级自流连接。疏水泵连接方式将疏水直接由泵送到凝结水或给水管中，有利于提高热经济性，但每级加热器都要配置疏水泵，系统复杂，投资增加，仅在系统中局部采用。疏水逐级自流连接方式利用加热器汽侧压力差使疏水依次从压力较高的加热器逐级进入压力较低的加热器，最后进入除氧器和凝汽器，分别与给水和凝结水混合，一同经加热器送回锅炉。疏水逐级自流的系统简单，运行可靠，在电厂热力系统中广泛采用。蒸汽通路的各处，特别在启动过程中，往往会积存由蒸汽冷凝形成的疏水，这些积水应通过疏水系统及时疏出，以免造成危害（见汽轮机本体疏水系统）。被污染的疏水经扩容回收热量后排入地沟，清洁的疏水排入除氧器或凝汽器。

汽机启动过程

汽轮机首次通汽启动 (initial start-up of

steam turbine) 汽轮机组安装结束后，第一次用锅炉蒸汽冲动转子使汽轮机从静止状态进入到运行状态，以对机组安装质量和制造水平进行一次整体考核。汽轮机首次通汽启动的方式有滑参数启动和额定参数启动两种，此外尚有用启动锅炉的临时汽源启动和借用其他锅炉或其他汽轮机的抽汽启动两种临时措施，其特点是蒸汽参数低、蒸汽流量小。对超高压以上的大机组额定参数启动只用于机组热态启动。首次启动用滑参数启动最为普遍。不论采用何种启动方式，汽轮机首次启动都要在冲转后经过低速暖机、中速暖机阶段，再越过转子临界转速到达额定转速，然后带负荷试运行。

冲转前准备工作 汽轮机用蒸汽冲动转子前，其辅助系统必须全部投入运转。诸如：①投入汽轮机油系统，启动润滑油泵及顶轴油泵，投用盘车装置，转子低速转动，倾听各转动部分声音。运行一段时间后调用高压油泵，汽轮机调节系统赶空气，以防因系统内积聚空气导致调节汽门晃动或油管振动。②透平发电机水冷系统打循环及通水，氢冷机组进行制氢和投氢。③凝汽器通循环水，然后起用抽气器抽真空，至真空值小于 26.6 kPa。④凝结水、给水系统进行凝结水系统小循环和直流锅炉的给水系统大循环。小循环是先向凝汽器注入补给水，至一定水位后，再启动凝结水系统使水流经低压加热器打至除氧器后回入凝汽器。大循环是除氧器出水经给水泵送至锅炉启动分离器后再回入凝汽器。由于直流锅炉对给水水质要求较高，省煤器前的给水含铁量不得大于 100 μg/L，故要建立给水系统大循环进行系统的冷态清洗。锅筒锅炉则不要求建立大循环，而用给水泵将较高温度的给水直接送至锅炉。⑤暖管、暖箱。锅炉点火后，汽轮机与锅炉同时暖管。汽缸夹层加热及法兰螺栓加热装置要进行暖箱，以便启动时随时投用，减少各部件金属温差，防止汽缸、法兰发生热变形。轴封联箱暖箱后向轴封送汽。

冲转至低速暖机 冲转是用蒸汽冲动汽轮机转子使之转动。冲转方式有二：一种为主汽门开足，用调节汽门冲转；另一种是调节汽门开足，用主汽门或旁路门冲转。低速暖机是用维持汽轮机转子低速转动的蒸汽热量使汽轮机各金属部件达到均匀加热。为使汽轮机顺利地冲转和启动，必须选用适当的参数，以中国制造的 300 MW 汽轮机为例，就采用低压微过热蒸汽启动，汽压 1~1.5 MPa，汽温 250~300℃，再热蒸汽温度 ≥200℃。这样可减少汽轮机部件金属与蒸汽的温差，有利于热应力的控制。凝汽器真空保持在 55~65 kPa，真空过低，冲转时可能使凝汽器内产生正压，导致排大气的薄膜损坏；另排汽室温度过高，会影响机组的中心线；凝汽器铜管过度受热膨胀易使胀口松弛引

起漏水。真空过高,则暖机时的进汽量减少,对汽轮机的暖机加热不利,延长了暖机时间。此外,冲转前应调整调速油压及轴承油压至适当数值,油箱油位及各轴承油流正常。盘车时润滑油温控制在 30°C 左右,因此时汽轮机的转速较低,轴承油膜较难建立。冲转后应将油温逐渐提高,至额定转速时控制在 $40\sim 45^{\circ}\text{C}$ 范围内。

冲转后,检查盘车装置应能自动脱开,并倾听汽轮机内有无摩擦声,此时可短时关闭汽门以减少汽流声音的干扰。如正常,保持 600 r/min 左右低速暖机。待汽缸、管道、汽门等各金属升温率、温差在控制范围内,汽缸保温已无明显湿蒸汽冒出时,低速暖机结束。

中速暖机 以每分钟 100 r/min 左右的升速率升速。为使机组达到能迅速均匀地加热,中速暖机转速尽量选得高一些,但应避免接近临界转速。一般暖机转速为 $1200\sim 1800\text{ r/min}$,时间 $60\sim 90\text{ min}$ 。此时应注意机组的振动、声音及各部分膨胀情况,如振动有异常升高,应立即打闸停机、投用盘车、检查转子弯曲情况,查明原因并经充分盘车后才能再次起动。对于中速暖机时的轴承振动值应控制在 0.03 mm 以下,不准超限。中速暖机完成的标志是:高压及中压内缸下内壁温度大于或等于 250°C ;中压缸已开始胀出。

越过临界转速至额定转速 升速前先适当提高蒸汽参数及凝汽器真空,使升转速度易于控制,然后按正常升速率进行升速。越过临界转速是一项非常重要和关键的操作,应以每分钟提升 300 r/min 的升速率迅速平稳均匀地通过临界转速,通过时振动增大但一般应在 0.1 mm 以下,此时应记录实际临界转速及测振数据,作为运行依据。越过临界转速后振动减小,此时将转速稳定在 2700 r/min 左右,然后对机组进行全面检查。正常后,可逐步提高到额定转速。机组接近额定转速时应注意调节系统动作正常,开足主汽门后调节系统应能维持汽轮机的空负荷运行。

机组达到额定转速后停高压油泵时,应密切注意主油泵工作是否正常,然后进行全面详细检查,测定轴承振动,记录主蒸汽参数、凝汽器真空、差胀、缸胀、轴向位移、油压、油位、轴承油温等有关数据,再进行保安系统试验和调节系统试验(见汽轮机调节系统静态特性试验)。

保安系统试验 包括危急保安器充油试验和超速试验等。充油试验在汽轮机空转条件下进行,控制转速在额定值的 96% 左右,向危急保安器充油,再逐渐提升转速,使遮断器动作,记录其动作转速。当机组配备两个危急保安器时,则应分别进行。经充油试验正常,再进行危急保安器的超速试验。在汽轮机空转条件下,

调节系统应工作正常,将机组升速到制造厂规定的限值内,一般为额定转速的 $110\%\sim 112\%$,危急保安器应动作,切断汽轮机的进汽。超速试验应进行两次,其动作转速应符合制造厂的规定,两次试验的转速差值应不超过动作转速的 0.6% 。如机组配有两套危急保安器时,则可按照装置结构的特点,进行联动试验,以减少超速次数。为提高大型机组转子的使用寿命,危急保安器的超速试验应在机组带 15% 的负荷预热 $4\sim 6\text{h}$,再迅速解列后进行。中间再热式汽轮机一般配备有超速限制保护装置,当机组甩负荷幅度大于某限值时,保护装置动作电磁阀,瞬间切断调节汽门的进汽,抑制机组转速的升高。应按制造厂的要求,对各有关参数进行整定。

带负荷 电气试验结束后发电机可投励磁并入电网发电,从低负荷暖机开始,逐步递增负荷直至断油、全烧煤、投高压加热器、带满负荷运行。

见汽轮机起动。

汽轮机甩负荷试验

(steam turbine tripping test; steam turbine load dump test)

为测取汽轮机调节系统动态特性,突然甩去汽轮发电机组全部负荷所进行的全部检测鉴定工作。在汽轮发电机组甩负荷的过程中,能有效地控制转速飞升,不使危急保安器动作,维持空负荷稳定运行,是对汽轮机调节系统动态特性的基本要求,其性能的优劣对机组和电网的安全运行有直接的影响。甩负荷试验有常规法和测功法。

常规法甩负荷试验 又称甩电负荷试验。在发电机主开关突然断开、机组与电网解列、甩去全部负荷的情况下,记录汽轮机转速变化的过渡过程,根据转速记录曲线(见图1)测取汽轮机调节系统的动态特征参数,如:动态超调量、转速不等率、转速动静差比、转子加速度、转子时间常数、转子转动惯量、机组容积时间常数等。这种方法是考核汽轮机调节系统动态

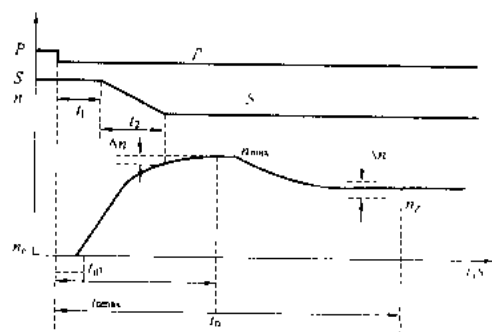


图1 常规法甩负荷试验转速记录曲线

P —功率; S —油动机行程; n —转速; n_0 —初始转速

特性最直接的方法,也是较为成熟的方法,长期以来一直作为标准方法被广泛采用。一般首台新型机组或调节系统改造后的机组,必须用常规法进行甩负荷试验。这种方法适用于新机组的考核试验和新投产机组的验收试验。

测功法甩负荷试验 又称甩汽负荷试验。在机组不与电网解列,突然关闭汽轮机调节汽门的情况下,记录发电机有功功率变化的过渡过程,根据功率记录曲线(见图2),经计算得到甩负荷后的瞬时最高转速,以

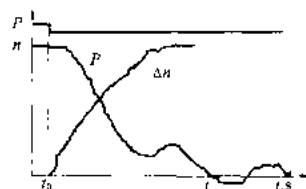


图2 测功法甩负荷试验
有功功率记录曲线
 P —功率; n —转速;
 Δn —转速飞升

及描绘转速飞升曲线。这是一种间接考核汽轮机调节系统动态特性的方法。这种方法适用于新机组投产的验收试验。

常规法和测功法甩负荷试验的特点列于表。

常规法与测功法甩负荷试验特点

序号	项目	常规法	测功法
1	试验目的	直接观测汽轮机调节系统动态特性	间接测取机组甩负荷瞬时最高转速
2	适用范围	1) 汽轮机调节系统考核试验或验收试验 2) 适用于首台新型机组或经改造后的机组	1) 汽轮机调节系统验收试验 2) 适用于已用常规法进行过甩负荷试验的同型其他机组 3) 可间接测取调节系统失控条件下的危急超速最高转速
3	试验条件	1) 申请试验取得电网调度同意, 计划安排试验时间 2) 解除大连锁保护、锅炉水位自动和保护等 3) 改变机、炉和辅助设备的运行方式(锅炉燃烧、给水系统、厂用电、除氧器运行方式等)	1) 利用计划停机机会, 停机、试验一并进行 2) 不需解除连锁保护等, 无需过多的临时措施 3) 不需要改变机、炉和辅助设备的运行方式, 按停机处理
4	试验方法	1) 机组与电网解列, 转速飞升, 调节汽门关闭, 记录汽轮机转速变化过渡过程 2) 试验按甩50%、100%额定负荷两级进行 3) 以转速飞升至转速稳定或转速飞升至危急保安器动作(不合格)为试验的终结	1) 机组不与电网解列, 手操保护动作关闭调节汽门, 机组转速不飞升, 记录发电机有功功率变化过渡过程 2) 试验可不分级直接进行甩100%额定负荷试验 3) 以有功功率降至零(出现逆功率)或不能降到零(不合格)为试验的终结
5	试验结果	1) 由转速飞升曲线直接测取调节系统动态参数(包括瞬时最高转速) 2) 试验结果具有一定的精确度 3) 可以全面的考核调节系统特性, 评定调节系统运行的安全性	1) 在已知调节系统的动态参数(转动惯量)条件下, 根据功率变化曲线, 经计算间接得到瞬时最高转速, 其结果覆盖了调节系统的动态性能 2) 试验结果转速偏高, 对于验收试验偏于安全, 必要时可以采取修正措施减少偏差 3) 可以评定调节系统运行的安全性
6	特点	1) 直接、全面、成熟、规范、精确度高; 2) 是考核汽轮机调节系统的标准试验方法	1) 机组不与电网解列、不升速, 相对安全; 试验方法简单、操作简便; 间接测取瞬时最高转速, 与常规法相比转速略高 2) 可作为调节系统验收试验的方法

1. 汽轮机调节系统

汽轮机调节系统 (steam turbine governing system) 控制汽轮机转速和输出功率(或抽汽压力)以维持机组正常运行的设备、仪器的组合。汽轮机调节系统是汽轮机的重要组成部分, 其性能的优劣和可靠性, 对机组和电网的安全运行有直接的影响。

构成原理 调节系统一般由转速敏感机构(见汽轮机调速器)、调压器(见抽汽调节)、传动放大机构、配汽机构和同步器等部件组成。图1为调节系统原理

方框图。机组在孤立电网单机运行时, 根据调节系统静态特性(见调节特性), 汽轮机的转速随外界负荷而变化, 调速器感受汽轮机转速变化, 其输出信号经传递放大, 由配汽机构控制调节汽门开度, 改变进入汽轮机的蒸汽流量。同时通过反馈机构使油动机稳定在相应负荷位置。同步器用来保持汽轮机额定转速。机组在电网中并列运行时, 汽轮机转速与电网频率相对应, 根据电网负荷的需求, 用同步器控制调节汽门开度, 改变进入汽轮机的蒸汽流量, 给定机组功率。

基本功能 在机组启动过程中调节、控制汽轮机转速；机组并网后调节、控制输出功率；在机组甩负荷时控制转速的飞升；当电网负荷变化引起电网频率变化时，能按照调节系统静态特性自动增加或减少负荷，限制电网频率的变化范围，此过程称一次调频。一次调频的结果仍使电网频率存在偏差，再用电网中某些机组的同步器调整其功率，使电网频率恢复至额定值，此过程称二次调频。因而调节系统还具有参与电网一次调频和二次调频的功能。

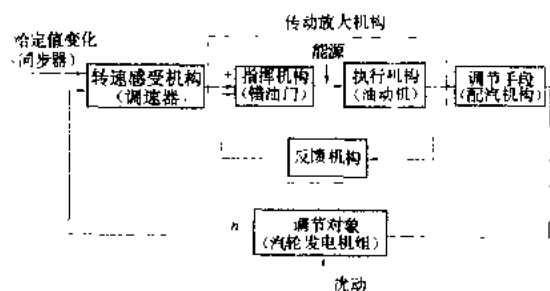


图1 调节系统原理方框图

类型 按系统结构可分为液压式、机械液压式和电液式三种。按汽轮机的基本型式可分为凝汽式汽轮机、抽汽凝汽式汽轮机、背压式汽轮机、变速汽轮机和凝汽再热式汽轮机调节系统。另外还有按基本型式组合而成的系统，如：抽汽背压式、再热抽汽式、前置式和后置式等汽轮机调节系统。

凝汽式汽轮机调节系统 图2为凝汽式汽轮机全液压型调节系统原理图。图示系统采用旋转阻尼调速器、碟阀放大器、断流式双侧进油油动机、杠杆配汽机构，系三级放大交叉反馈系统。当汽轮机转速降低 Δn 时，旋转阻尼调速器2感受转速变化信号，使一次脉冲油压 p_1 降低、放大器3输出的二次脉冲油压 p_2 升高，二次脉冲油压作用在继动器7活塞上，活塞的下移提高了三次脉冲油压 p_3 ，使错油门滑阀4偏离中间位置，在高压油的作用下油动机5动作开大调节汽门6，增加进入汽轮机蒸汽流量，油动机的位移信号通过杠杆和弹簧反馈，使错油门滑阀4回至中间，使油动机稳定在相应的负荷位置。当汽轮机转速升高 Δn 时，其动作过程相反。同步器控制机组的转速和功率。图3为凝汽式汽轮机机械液压型调节系统原理图。该系统采用高速弹性调速器、随动滑阀放大器、断流式双侧进油油动机、凸轮配汽机构，三级放大液压反馈系统。系统脉冲油压 p_n 在各稳定工况下均保持常量，约为主油压

的1/2。采用液压反馈，可使转速不等率在3%~6%范围内无级调整。

抽汽凝汽式汽轮机调节系统 这种机组的调节系统在转速和输出功率之外，还要根据抽汽负荷的需要控制抽汽压力在一定范围之内。具体内容见抽汽调节。

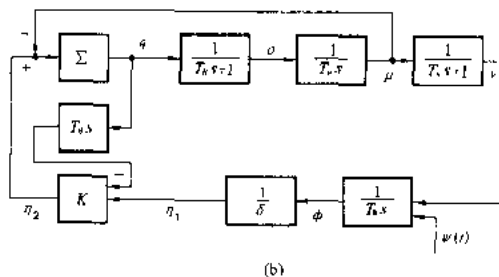
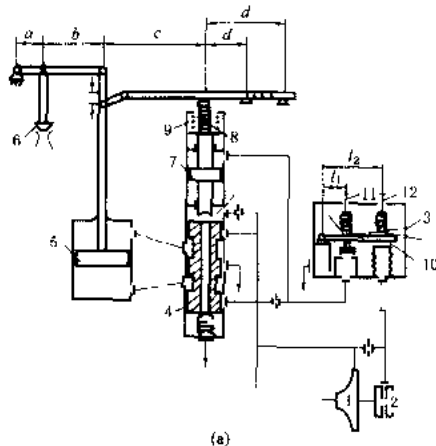


图2 全液压型调节系统原理图

(a) 原理图；(b) 原理方框图

- 1—主油泵；2—旋转阻尼；3—放大器；4—错油门；5—油动机；6—调节汽门；7—继动器；8—静反馈弹簧；9—动反馈弹簧；10—放大器平衡板；11—主同步器；12—辅助同步器

背压式汽轮机调节系统 电功率和热负荷为单一调节，不能同时满足电、热负荷需要。机组以热负荷方

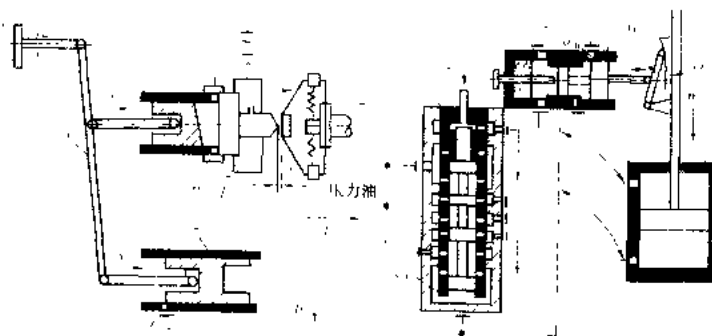


图3 机械液压型调节系统原理图

- 1—同步器；2—传动杠杆；3—随动滑阀；4—高速弹性调速器；5—错油门；6—反馈滑阀；7—调速滑阀；8—油动机油缸

式运行时,电功率由热负荷决定,机组以电功率方式运行时,热负荷由电负荷决定,在机组启动、发电机并网、调压器投入工作前、以及甩负荷时,机组由调节系统控制。背压式汽轮机一般是以热负荷运行为主要运行方式。图1为背压式汽轮机调节系统原理图。图示系统采用径向钻孔泵调速器、弹簧式调压器、断流式双侧进油油动机、提板式配汽机构、二级放大、液压反馈、全液压型调节系统。在热负荷运行方式下,当热负荷增大,背压抽汽供热压力 p_0 降低时,调压器感受供热压力变化信号,控制泄油口开大,脉冲油压 p_1 降低,中间滑阀下移油动机开启,调节汽门开大,通过液压反馈滑阀恢复脉冲油压,使油动机稳定在相应的热负荷位置上,满足热负荷要求,同时增加电功率。此时若转速的降低按调节系统静态特性要求开启调节汽门,但由于调节汽门的开大,供热压力的升高,又使调节汽门关小稳定热负荷,所以在热负荷运行方式下系统由调压器控制,此时调速器不起作用。当机组甩负荷时,由于调压器的反调作用,有使转速飞升过高的危险,因而需要采取相应的补偿措施。

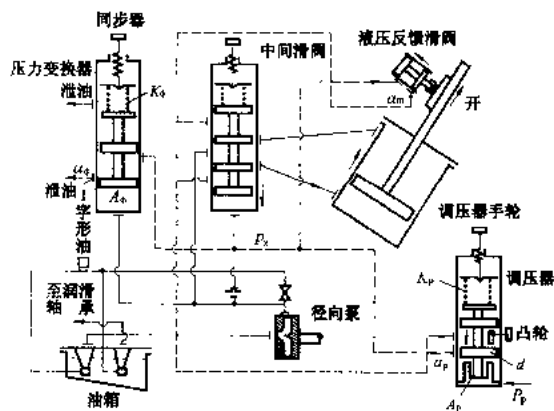


图4 背压式汽轮机调节系统原理图

变速汽轮机调节系统 变速汽轮机用于驱动给水泵、高炉风机和压缩机等。这类机组具有转速高,调速范围宽,约为额定转速的70%~105%,以及多参量调节等特点。调节系统均采用转速反馈,转速作为给水或风机压力调节系统的局部内反馈,可以提高系统的稳定性和准确度。改变转速用的给定信号(即控制量),根据不同的调节对象而取用不同的调节信号自动给定。如驱动给水泵汽轮机,采用给水调节信号控制汽轮机和泵的转速。

再热式汽轮机调节系统 大容量机组均采用中间再热式汽轮机,限制机组甩负荷动态超调量和提高负荷适应性是再热式汽轮机调节系统的主要特点。转子时间常数随机组容量的增大而变小,机组蒸汽容积时间常数相对增大,以及中间再热器具有庞大的蒸汽容

积,因而在机组甩负荷时容易引起转速飞升过高,为此,在调节系统中设置辅助控制回路,以使在甩负荷时能迅速关闭高中压调节汽门和泄放管道中存留的过多蒸汽,用以限制转速的过度飞升。中压调节汽门一般在30%额定功率以内参与调节,大于30%额定功率时全开。由于中间再热机组为单元制运行,以及再热器具有较大的惯性,因而机组负荷适应性不强,通常采用校正环节或机炉协调控制,予以改善。

汽轮机电液调节系统 用电子调节器取代机械(或液压)调节系统中的调速器和中间放大器,通过液压执行机构控制调节汽门(见汽轮机控制系统)。图5为汽轮机电液调节系统方框图。

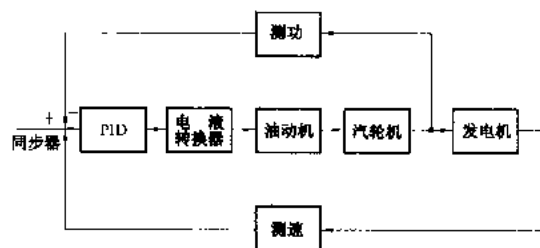


图5 汽轮机电液调节系统方框图

汽轮机仅有电液调节称汽轮机纯电液调节系统,汽轮机同时设有电液式和机械式调节称汽轮机电液并存调节系统,在电液并存系统中又有以电液调节系统运行机械调节系统作跟踪备用、电液调节系统和机械调节系统同时并列运行等方式。在这些系统中又有以模拟式为主的电液调节系统(AEH)和以数字式为主的电液调节系统(DEH)。按液体工质又有抗燃油和汽轮机油之分。一般大型再热式汽轮机均采用高压抗燃油数字式纯电液型调节系统。

结构 由控制器、电液转换器和液压执行机构组成。控制器是以PID调节为核心,以微机进行数据处理的控制装置。电液转换器是将电信号变为液压信号的转换装置。液压执行机构多采用断流式单侧进油油动机。

基本工作原理 控制器综合由测速元件输出的转速信号、发电机电功率信号、汽轮机第一级后蒸汽压力信号、转速和电功率设定值、以及各种调节和保护信息,经比较、运算、放大输出,由电液转换器将电信号转换为液压信号,通过油动机驱动改变调节汽门开度,控制机组的转速和功率或对机组实施其他控制和保护措施。

主要特点 电液调节系统灵敏度高、迟缓率小,调节精确度高、抗内扰能强,提高了汽轮机调节系统动态、静态调节品质;采用了计算机控制技术,对信号的综合、处理能力强,可实现多参数的调节控制;除具有

对汽轮机功率频率调节控制等基本功能外,还可实现机组的自动升速和功率自动控制,利用转子热应力优化机组启动和运行监控,实现机炉协调控制、电网调度远程控制,实施快关技术提高电网暂态稳定性(见瞬态甩负荷快控保护),实现中压缸启动和阀门管理等功能;调节、保护融于一体,并具有运行参数的显示、记录、报警和事故追忆等功能,提高了机组保护水平和在线试验能力。可广泛应用于凝汽式、抽汽式、背压式、变速和再热式等各种类型的汽轮机。此时系统已等同汽轮机电液控制系统。

shunji tiaojie xitong jingtai texing shiyan

汽轮机调节系统静态特性试验 (static characteristic test of steam turbine governing system)

包括测取调节系统静态特性曲线、高中压主汽门及调节汽门油动机的关闭时间,通过试验测取有关数据,分析机构的特性,掌握其性能,消除缺陷,使调节系统能正常工作。

测取调节系统静态特性 汽轮机调节系统静态特性由转速感应机构、传动放大机构和调节配汽机构三部分的特性综合而成。汽轮机的转速与功率关系曲线是调节系统静态特性的综合表达形式。要求测取的调节系统转速变动率、系统迟缓率(见调节特性)和同步器变速范围等数据应符合规定值。调节系统静态特性试验有静止试验、空负荷试验及带负荷试验三部分。

(1)静止试验:测取传动放大机构与执行机构在平衡稳定状态时各部套参数间的关系。试验在汽轮机不转动条件下启动高压油泵进行,按制造厂的设计要求,测试及整定部套的相互关系。试验时用一模拟油压代替系统的转速信号,如旋转阻尼型液压调节系统可用压力表校验台输出的油压送入放大器作为转速信号(一次油压)。测量一次油压与二次油压的关系,二次油压与调节汽门油动机位移的关系等。每项试验需作上行及下行试验,以测取各部套的迟缓率。

静止试验有关油压数值是人工给定不变的,实际上汽轮机静态特性由于汽轮机转速的变化必然会引起有关油压数值的变化,对测定的特性曲线有一定影响。故同一类型机组还应测取静止试验与空负荷时实测的静态特性两者的偏差(有时偏差可达8%),以实际测定为准。

(2)空负荷试验:测取转速感应机构和传动放大机构特性。在汽轮机升速到额定转速的90%时,调节系统投入工作,应能控制机组的稳定运行,然后停下高压油泵进行测试。在同步器分别置于低限、及高限的位置,缓慢地关小主汽门(一般操作旁路门)改变进汽量,使转速慢慢下降,同时测取调节部套的相应参数(转

速、一次油压或调速滑环位置、二次油压、油动机位移等)。当油动机全部开启后降速试验结束。此后再缓慢均匀地开启主汽门(旁路门)升速,再同时测取上述各参数,直到油动机关小到一稳定位置为止。根据试验记录可绘出转速感应机构和传动放大机构的特性曲线。某些机组由于调节部套的结构特点,不能进行静止试验,可只进行空负荷试验。

(3)带负荷试验:测取调节配汽机构的特性,主要是汽轮机功率与油动机位移的关系。试验在机组并列到电网后进行,要求蒸汽参数保持在额定范围内,真空保持高值,回热系统按正常运行方式投运。各试验负荷点至少稳定5 min后,同时测取机组功率,调节汽门油动机位移、二次油压、主蒸汽参数等数值。其中空负荷时油动机位移不易测取,可根据机组的特点,在负荷降低到最低限度后,迅速降负荷到零,立即测取空负荷时的油动机位移。根据试验记录可绘出配汽机构特性曲线。综合空负荷试验得出的曲线可求得调节系统静态特性曲线及调节系统的转速变动率、迟缓率等数值。

测取高、中压主汽门及调节汽门油动机的关闭时间 要求确认各汽门油动机动作的快速性,以抑制在甩负荷时机组转速飞升。各阀的关闭时间应符合制造厂的规定。试验是在静止状态下,用手拍危急保安器或动作脱扣电磁阀关闭各汽门,用多线光线示波器或其他测试仪器摄录各阀门的位移量、动作时间及各调节油压的变化量,从而求得各阀的关闭时间。

qiulunji tiaosuoqi

汽轮机调速器 (steam turbine speed governor)

汽轮机转速的敏感机构。其作用是感受汽轮机转速的变化,输出与转速变化量相对应的物理变化量,使汽轮机调节汽门动作。按工作原理区分,汽轮机调速器有机械离心式、液压式和电气式。

机械离心调速器 有低速和高速等类型。具有可靠性高、惯性小、灵敏度高等特点。

低速离心式调速器 如图1所示。主轴经蜗轮副传动使飞锤旋转产生离心力,飞锤支撑臂将离心力传递给压簧,当飞锤离心力与弹簧作用力相平衡时,滑环处于稳定位置,当飞锤离心力大于或小于弹簧作用力

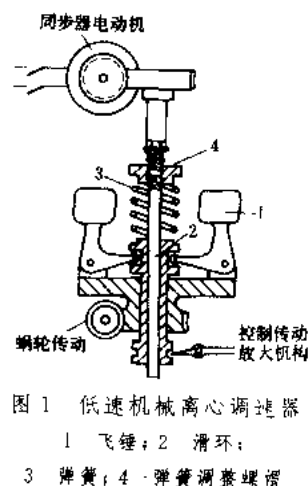


图1 低速机械离心调速器

1 飞锤; 2 滑环;
3 弹簧; 4 弹簧调整螺帽

时,则滑环有相应的位移输出。

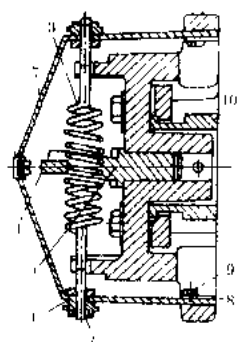


图2 高速弹性调速器
1—挡油板;2—钢带;3—弹簧;4—限位器;5—弹簧中心支架;6—飞锤;7—调整螺帽;8—垫片;9—离心系杆轴;10—离心系杆轴;11—支架

高速弹性调速器 如图2所示。飞锤6和钢带2的离心力由拉弹簧3和钢带2的紧力约束,在一定的转速下,挡油板1(又称滑环)处于稳定位置,对于不同的转速,挡板即有相应的位移输出,导致泄油间隙的改变,而使调节油压变化。为了限制钢带过大变形而损坏,设置了限位器4。这种调速器直接与汽轮机主轴相连。调速器滑环位移 x 与转速 n 的关系称调速器特性。如图3(a)所示,离心力与转速平方成正比,弹簧的紧力与滑环位移为线性关系,故静态特性为二次曲线。由于正常工作范围窄,所以工作线视为直线。改变弹簧预紧力可以平移静态特性曲线,见图3(b),改变弹簧刚度 K ,可以改变静态特性曲线斜率,见图3(c)。

液式调速器 有径向钻孔泵和旋转阻尼等类型。都是与汽轮机主轴相连的装置。具有结构简单、灵敏度高特点。

径向钻孔泵调速器 又称脉冲油泵。如图4所示。泵轮有9个径向孔,泵轮出口外围有稳流网以稳定出口油压。泵的进出口油压差与转速的平方成正比,在转速变化范围不大的情况下,油压差的相对变化量近似于转速相对变化量的倍数。其静态特性如图6所示。

旋转阻尼调速器 如图5所示。为由主轴直接带动旋转的中空阻尼体1,其外缘装有若干径向阻尼管2,工作时主油泵压力油经由可调整针形阀4节流

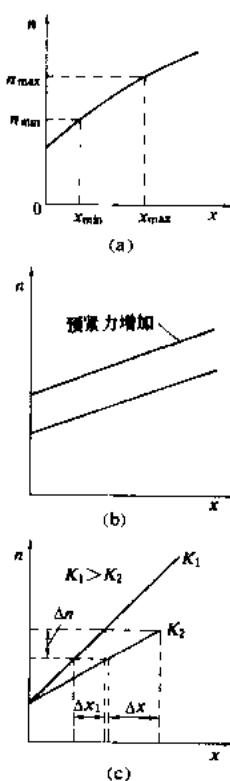


图3 机械离心式调速器静态特性曲线
(a) 静态特性曲线; (b) 弹簧预紧力平移静态特性曲线; (c) 弹簧刚度改变静态特性斜率

流后进入旋转阻尼一次油室3中,并同时在阻尼管中自外向内流动进入前轴承箱。旋转阻尼管中的油柱在离心力的作用下形成阻尼,转速越高阻尼量越大,从而

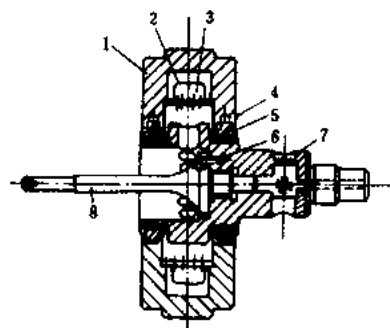


图4 径向钻孔泵
1—泵壳;2—油泵环室;3—稳流网;4、6—固定螺钉;5—油封环;7—油泵体;8—接长轴

在一次油压室3内建立的一次油压也随之变化。一次油压与转速的平方成正比,在转速变化不大($<10\%$)的情况下,一次油压的相对变化量近似于转速相对变化量的倍数。其静态特性示于图6。

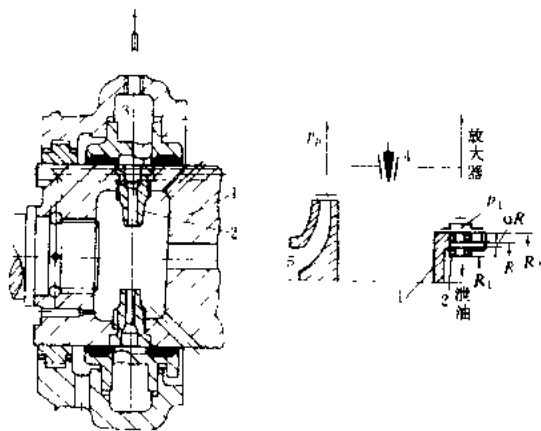


图5 旋转阻尼调速器
1—旋转阻尼体;2—阻尼管;3—一次油压室;4—针形阀;5—主油泵

电气式调速器

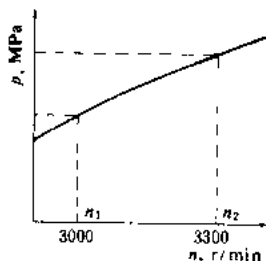


图6 液式调速器静态特性曲线

电气式调速器是电液调节系统中转速敏感机构。有永磁式测速发电机和转速脉冲发生器(或称磁阻发生器)等基本类型。永磁式测速发电机发出的交流电动势与转速成正比,脉冲发生器单位时间内发出的脉冲数严格比例于转速。现代大容

量汽轮机普遍使用电气式调速器,加上功率信号组成电液调节系统,进而形成与计算机控制相结合的汽轮

机数字电液控制系统(DEH)。各类型调速器特性见下表。

调速器特性

名称	高速弹性调速器	脉冲泵调速器	旋转阻尼调速器	磁阻发送器
型式	机械式	液压式	液压式	电气式
输出方式	调速块位移 s	脉冲油压 p_1	脉冲油压 p_1	频率 f , 电压 U'
平衡方程	$m_1 \omega_1^2 r_1 = k x_1$	$p_1 = p_{20} + (p_{10} - p_{20}) \left[\frac{\omega}{\omega_1} \right]^2$	$p_1 = \frac{p}{2} \omega^2 (R_1^2 - R_2^2)$	
静态特性	$\frac{\Delta \omega}{\omega_1} = i \Delta s \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{2r_1} \right)$	$\frac{\Delta \omega}{\omega_1} = \frac{\Delta p_1}{2(p_{10} - p_{20})}$	$\frac{\Delta \omega}{\omega_1} = \frac{\Delta p_1}{2p_1}$	$f = \frac{zn}{60}$ (Hz) $U' = 0.037nzK\Delta\Phi_M$ (V)
主要参数	$n \sim 3000 \text{ r/min}$ $\Delta s = 9 \pm 0.4 \text{ mm}$ $\delta \sim 5\%$ $\Delta s = 1 \text{ mm}$	3000 r/min $p_{20} = 0.098 \text{ MPa}$ $p_{10} = 0.686 \text{ MPa}$ $\delta \sim 5\%$ $\Delta p_1 = 0.0622 \text{ MPa}$	3000 r/min $p_{10} = 0.196 \text{ MPa}$ $\delta \sim 5\%$ $\Delta p_1 = 0.02205 \text{ MPa}$	频率变换器输出 $n = 3000 \text{ r/min}$ $f = 3000 \text{ Hz}$ $U' = 10 \text{ V}$
特点	工作范围宽, 可以从零转速开始, 又称全工况调速器; 迟缓率小, 可靠性高, 制造工艺要求高; 三阶轴向振动频率 137 Hz, 四阶横向振动频率 225 Hz	结构简单, 工作可靠, 迟缓率小; 泵进口流速 1~2 m/s, 进入径向孔相对流速 2~3 m/s	迟缓率小, 工作可靠, 直径间隙 0.05~0.13 mm, 轴向间隙 0.012~0.025 mm	安装间隙 $b \approx 1.5 \text{ mm}$ $a > 40 \text{ mm}$
表示符号	ω —角速度 (rad/s); r_1 —旋转半径 (m); x_0 —弹簧顶压缩量 (m); k —弹簧刚度 (N/m); i —传动比	p_{20} —额定入口油压 (Pa); p_{10} —额定出口脉冲油压 (Pa)	R_1 —阻尼管内端至旋转轴中心距离 (m); R_2 —阻尼管外端至旋转轴中心距离 (m); p_1 —额定输出脉冲油压 (Pa)	n —转速 (r/min); z —齿数; K —线圈匝数; $\Delta\Phi_M$ —磁通变化量 (Wb)

汽轮机停运

汽轮机停运 (shut-down of steam turbine)

汽轮机从运行状态转变为静止状态的过程。它包括减负荷、打闸停机、发电机解列、转子惰走、盘车等操作过程。汽轮机停运分正常停运和事故停运两大类, 正常停运按停运过程中主蒸汽参数是否变化又分为额定参数停运和滑参数停运。

汽轮机正常停运在停机前应做好停机前的准备工作。主要准备工作有试验高压油泵、交直流润滑油泵、顶轴油泵能否正常起停, 检查盘车装置绝缘和空转情况良好, 活动自动主汽门和电动主汽门动作灵活无卡涩, 切换有关的辅助汽源等。

减负荷 对于要求停机后汽缸金属温度较低的计划检修停机, 多采用滑参数停机方式。通常先将负荷减至 80%~85% 额定值, 蒸汽参数调到正常运行允许值下限, 逐渐开大调节汽门, 稳定运行一段时间后再开始滑停。滑参数停机按照滑参数停机曲线分阶段进行降温、降压、降负荷。具体操作可先逐渐降低蒸汽温度, 使调节级处和中压缸第一级处蒸汽温度低于金属温度 30~50℃, 以取得蒸汽与金属温度合理匹配。待金属温

度下降速度减慢, 再降低蒸汽压力, 降低负荷。一个阶段负荷减完后, 稳定运行一段时间, 以缓和金属部件的温差和热应力。然后再进行下一阶段的降温降压降负荷。当机组负荷减到零, 发电机解列。

在滑停过程中, 一般规定降压率为 0.02~0.03 MPa/min, 降温率为 1℃/min, 汽缸金属降温率为 0.6~1℃/min。在降温过程中注意保持蒸汽过热度不低于 50℃, 防止蒸汽带水。为了防止负胀差过大, 应尽量保持前轴封供汽有足够的温度, 有高温汽源的机组, 投入高温汽源。备有汽缸法兰加热装置的机组, 应利用低温汽源, 冷却汽缸法兰。对于中间再热的汽轮机, 要注意再热蒸汽温度下降跟上主蒸汽, 尤其是高中压合缸机组, 两者相差不得大于 30℃。旁路系统投入时, 要注意高中压汽缸进汽量分配, 防止无蒸汽运行。在降负荷过程中还应根据规定停用高压加热器和富余的给水泵、凝结水泵、循环水泵。调整凝结水再循环门, 维持凝汽器水位。切换有关疏水系统和开启有关蒸汽管道和汽轮机本体的疏水门。

临时检修的短时间停机和调峰机组的夜间停机或周末停机, 多采用额定参数停机方式, 以求得停机后汽



缸金属温度保持较高水平,便于下次启动带负荷。为此在降负荷过程中,主蒸汽压力、温度基本上保持额定值,以较快的速度减负荷,大多数汽轮机都能在 30 min 内均匀地降负荷到零,打闸停机。由于快速降负荷,汽轮机来不及充分冷却已切断进汽,无蒸汽冷却,汽轮机金属可保持较高温度水平,也不会产生过大热应力。

转子惰走 汽轮机打闸停止进汽后,转子依靠自己的惯性继续旋转到静止的过程称为惰走。从打闸到转子静止的时间称为惰走时间。在惰走时间内,转速与时间的关系曲线称为惰走曲线。新机投入和大修后的一段时间内都要绘制惰走曲线作为标准,以后每次停机都要记录惰走时间,与标准曲线比较,从中发现问题。惰走时间明显缩短,应检查是否发生轴瓦磨损或动静部分碰磨。惰走时间增长,则应检查新蒸汽管道、抽汽管道上阀门的严密性,是否有压力蒸汽漏入汽缸。在惰走曲线上,还应附有真空变化曲线和停止抽气器的时间,因为排汽真空的高低直接影响惰走时间。

在降速过程中,要注意胀差变化情况,要充分考虑到由于转速下降而引起的转子伸长(泊松效应),防止动静部分碰磨。在降速过程中,逐步降低真空,转速到零真空也到零后,停止向轴封供汽。

盘车 转子静止后立即投入盘车装置,连续盘动转子,减小上下缸温差,避免转子产生热弯曲。停机后要连续盘车到汽缸温度低于 250℃ 以下。有些汽轮机在连续盘车后,还要进行一段时间的间断盘车,每隔 30 min 盘动转子 180°,直到汽缸温度低于 150℃。

在连续盘车期间,如短时间中断盘车,在转子静止时应做好位置的标志,记录停止时间,投入转子弯曲指示表,下次重新投入连续盘车以前,应先盘动转子 180°,停留一段时间,待转子弯曲值接近零时,恢复连续盘车。

若停机时惰走时间明显缩短,此时盘车装置不可强行投入,以免扩大事故。应让转子静置一段时间,分析原因,待异常消除后才可投入。在投入连续盘车以前,启动顶轴油泵,保持润滑油泵正常运行。

停机后通风冷却 大容量汽轮机参数高、保温好,停机后自然冷却时间长,通常使汽缸温度冷却到 150℃ 的时间,正常停机方式需要 6~7 天,滑参数停机也需要 4~5 天,有的甚至更长。在这段冷却时间内汽轮机处于连续盘车状态,无法对其本体和轴承等部件进行检修工作,为了缩短检修工期,提高机组利用率,不少电厂在停机后连续盘车状态下,通入冷却空气,继续对通流部分进行冷却。具体作法有多种,有的采用抽真空方法,维持真空 13.3 kPa (100 mmHg) 左右,引入冷空气。有的由电厂空压站供气,经过过滤分离加热

到适当温度后,送入汽轮机。冷却空气大多采用顺流方式,由主蒸汽管和再热蒸汽管上的防腐门或疏水管进入,通过调节汽门进入高中压通流部分,然后由高压排汽管,凝汽器人孔门或某段抽汽管上设置的出气口排出。也有的采用逆流方式,冷空气由后面进,前面出。通气冷却汽缸温降率控制在 8~12℃/h,较自然冷却可缩短冷却时间一半以上。

停机后维护 停机后打开导汽管、抽汽管、汽缸上的疏水门,疏水经疏水扩容器排到凝汽器,此时保持凝结水泵和循环水泵运行,继续使循环水通过凝汽器。

在盘车期间,保持润滑油泵运行,以润滑轴瓦和冷却轴颈,冷油器出口油温应维持正常。

若停机时间在两周以上,应关闭机组与公共母管连接的汽水系统隔离门。开启通向大气的疏水、放水、排汽阀门。每星期油箱底部放水一次,启动油泵油循环一次,活动调速系统一次,盘车 30 min。冬季还应做好防冻措施。长期停机则需考虑进一步保养措施。

汽轮机通流部分

(flow passage of steam turbine)

汽轮机本体中做功汽流的通道,主要由进汽机构、各级通流部分及排汽缸三大部分组成。具有一定压力和温度的蒸汽,经主汽门和调节汽门进入汽轮机第一级喷嘴汽室(又称汽室或汽柜),然后逐级膨胀、降压、加速,将蒸汽具有的热能转变为动能,推动动叶栅旋转做功,最后由末级动叶排出。各级功率之和即整个汽轮机的功率。汽轮机通流部分强度、振动及气动、热力特性的优劣,直接影响到汽轮发电机组的安全、经济运行。汽轮机通流部分要考虑参与调峰运行,还要求具有适应快速起、停和变工况运行的能力,并保证工况变化较大时仍具有较好的气动、热力特性。

类型 发电用轴流式汽轮机通流部分均为多级。由于蒸汽参数和机组容量不同,使通流部分的布置有多种变化。不同布置形式的通流部分,按级的工作原理可分为冲动式和反动式两大类(见汽轮机级)。

冲动式 图 1 为多级冲动式汽轮机通流部分示意图,由一个调节级和多个压力级组成。小机组的调节级大多做成部分进汽,大机组则为全周进汽,其喷嘴分组装在喷嘴汽室中,每组喷嘴由一个调节汽门控制。压力级不随负荷变化而改变通流面积。大机组低压通流部分的末几级因蒸汽容积大,叶片较长,特别是末级叶片长度受材料强度的限制,使排汽面积不可能太大,限制了低压缸的通流能力。为此低压缸可采用分流结构。大容量机组的低压部分由一个或数个并

列的低压缸组成。

反动式 图2为反动式汽轮机通流部分的示意图。一般第一级为反动度较小的调节级(采用喷嘴调节方式时,图示为节流调节,无调节级)。中间各级为反

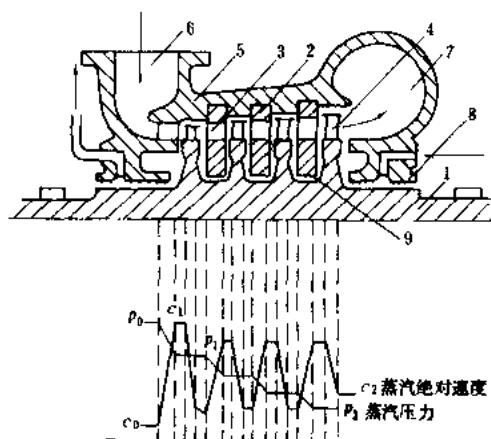


图1 冲动式多级汽轮机通流部分示意图

1—转轮;2—隔板;3—喷嘴;4—动叶片;5—汽缸;
6—蒸汽室;7—排汽管;8—轴封;9—隔板汽封

动度约0.5的纯反动级,大机组的末几级为扭曲叶片。反动式汽轮机因为在动叶中有较大的焓降,动叶两侧有较大压力差,不宜使用叶轮和隔板结构,而是将静叶(喷嘴叶栅)装在汽缸上,动叶装在转鼓上,并设有平衡活塞以平衡轴向推力。

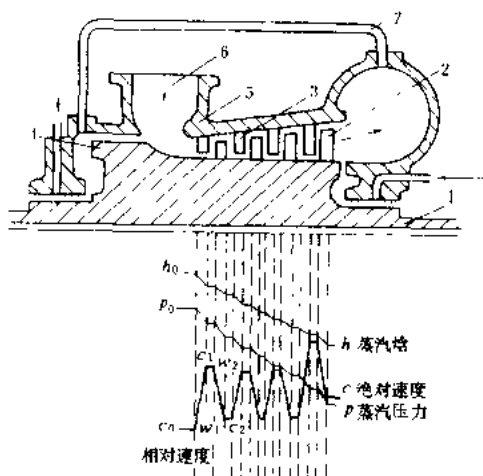


图2 反动式多级汽轮机通流部分示意图

1—鼓形转子;2—动叶片;3—静叶片;4—平衡活塞;5—汽缸;6—蒸汽室;7—连接管

通流部分结构要素 为使通流部分设计较为合理,达到减少损失、提高效率的目的。汽轮机通流部分结构要素包括动叶超高和动、静结构间隙。

动叶超高 动叶进口与静叶出口高度之差。超高

Δl 的存在可以保证由静叶栅射出的汽流通过轴向间隙顺利地进入动叶栅,对减少流动损失有利。 Δl 值在各种级中变化较大,主要取决于叶栅高度。动叶超高由叶顶和叶根两处所组成,即 $\Delta l = \Delta l_1 + \Delta l_2$ 。对于不同高度的汽轮机级, Δl_1 可在 1.5~3.5 mm、 Δl_2 则在 0.5~1.5 mm 的范围内选择。如果 Δl 过大,会造成附加损失,可以将动叶围带做成倾斜形,锥度角一般控制在 $10^\circ \sim 15^\circ$ 范围。

动、静结构间隙 叶轮在汽缸和隔板中高速旋转,为防止动、静结构之间发生碰磨,引起机组振动并造成事故,动、静叶栅之间必须留有轴向和径向间隙。为了减少漏汽损失,通常在轴向和径向间隙处装有汽封(见汽封)。轴向间隙是动、静叶栅之间的总轴向间隙由闭式和开式轴向间隙组成,即 $\delta = \delta_1 + \delta_2 + \delta_3$, 其中 δ_1 为开式间隙, δ_2 和 δ_3 分别为喷嘴和动叶的闭式间隙。轴向间隙选取应从安全、经济和机组轴向长度等因素综合考虑,设计所推荐的数据见表。径向间隙是在动叶顶部加装围带和径向汽封,对减少叶顶漏汽效果显著,一般取为 0.5~1.5 mm。

轴向间隙推荐数据表

喷嘴高度 l_n (mm)	≤ 50	50~90	90~150	> 150	
喷嘴闭式轴向间隙 δ_1 (mm)	1~2	2~3	3~4	4~6	
动叶闭式轴向间隙 δ_2 (mm)	2.5	2.5	2.5	2.5	$\delta_3 = 1.3$
总轴向间隙 δ (mm)	5~6	5~6	7~8	8~10	

通流部分形状 通流部分形状的确定除考虑平滑变化和效率较高外,还要考虑通用性及加工制造方便等。常用的通流部分形状有三种:①各级根径相同,平均直径则逐级增加[图3(a)]。其最适宜于整锻转子采用,常用于高参数汽轮机的高压级段及中间再热汽轮机的中压级段。国外有些大功率汽轮机的低压转子也有采用等根径的。②根径及平均直径逐级增大[图3(b)],这种形状能满足容积流量较快的增长,适用于套装转子或低压焊接转子。③根径逐级减小,平均直径逐级增大[图3(c)]。这种形状可在保持末级叶高不变的条件,使前几级的理想焓降适当增大,有利于套装转子和焊接转子。整台汽轮机的通流部分形状通常是由上述几种型式组合成的。

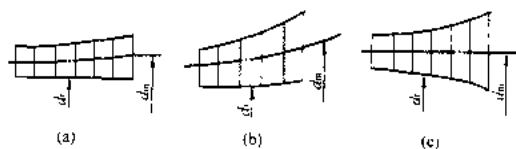


图3 汽轮机通流部分形状

(a) 等根径; (b) 根径逐渐增大; (c) 根径逐渐减小

汽轮机通流部分热力计算

汽轮机通流部分热力计算 (steam turbine flow passage thermal calculation)

为了保证能量转换过程的高效率,对汽轮机通流部分气动、热力特性进行的设计计算。随着流体力学的发展和计算机的广泛应用,通流部分计算也从一元流动向二元、三元流动发展,所描述的流体也从理想流体向具有黏性的实际流体发展,流动过程也从定常流发展到非定常流。

多级汽轮机的整个焓降,是在各级逐级实现的,总焓降可较大,而各级的焓降可较小,因而可采用高参数蒸汽,以提高循环效率,并保证各级在最佳速度比下工作,以提高机组效率;同时由于每一级焓降较小,便于采用渐缩喷嘴以提高流动效率;如级间结构紧凑,每级的余速可被下一级充分利用。此外,由于重热现象,前级的能量损失可被后级部分利用,使整个汽轮机的内效率大于各级的平均内效率。

通流部分热力计算的主要给定条件是汽轮机的输出功率和当地循环冷却水的温度。中国发电用汽轮机的转速几乎都是 3000 r/min。根据输出功率和冷却水温度选取最合理的新蒸汽参数和排汽压力,再进行热力系统(包括回热系统和其他抽汽)的初步计算,并根据此决定各级的蒸汽流量,首先计算调节级,然后根据排汽压力选取排汽面积和计算末级叶片。得出调节级和末级焓降和尺寸之后,根据抽汽点分配中间各级的焓降,计算各级尺寸及热力过程,其中,要计及蒸汽在通流部分流动过程中产生的各项损失(见汽轮机级内损失)。这种计算要反复进行修正,方可取得满意效果。

热力过程 蒸汽在通流部分膨胀做功的汽态变化过程,可用 $h-s$ 图上的热力过程线表示(见图 1)。图中 $A_0(p_0, t_0)$ 表示调节汽门前汽态, p_c 为排汽压力, ΔH_i

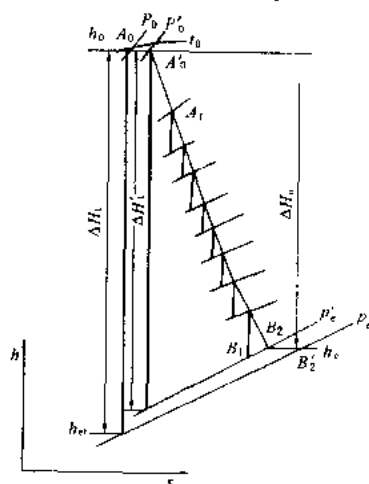


图 1 多级汽轮机的热力过程曲线

表示汽轮机总理想焓降,由于进汽阀门中有节流损失,第一级喷嘴前实际汽态点为 A_c' 。在凝汽式汽轮机中,排汽进入凝汽器时,在排汽缸中有压力损失,使末级排汽压力 p_c' 高于凝汽器压力 p_c , ΔH_n 表示汽轮机总轮周有效焓降。图中 A_0-A_c' 线是进汽机构节流过程, $A'-A_1$ 是调节级热力过程线,其后 A_1-B_2 是各压力级直到末级排汽的热力过程线, B_2-B_c' 是排汽缸中的节流过程。因此,汽轮机通流部分的实际膨胀过程为 A_0-B_c' 。

几十年来汽轮机的设计和计算主要以一元、可压缩、定常流的理论进行的,对于通流部分径高比较大 ($d/l > 10 \sim 12$) 的高、中压级可以提供足够精确的计算结果。对于径高比较小的低压级必须应用二元或三元流动的方法才能获得足够精确的计算结果(见扭叶片级气动热力设计)。

级的热力计算 通流部分热力计算的基础是汽轮机级的热力计算。其主要任务是确定动、静叶栅的几何结构参数和通流部分主要尺寸,热力参数以及级的效率和功率。其方法有速度三角形法和模型级法两种。由于模型级法受到模型级和实际级结构尺寸差异的限制,通用性较差。工程中常采用速度三角形法,它的特点是以均匀的一元流动为理论基础,平面叶栅的静吹风试验为实验依据,以节圆直径截面上的参数作为整个级的热力参数,通过基本方程和速度三角形的求解来完成级的热力计算。该方法通用性强,便于开发专用的热力计算通用程序。级的速度三角形见图 2。

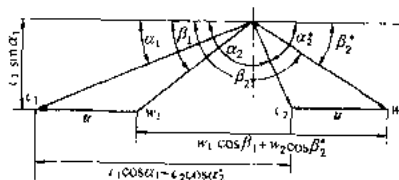


图 2 动叶栅进出口速度三角形

级的速度三角形法热力计算基于以下一元定常流基本方程:

$$\text{连续方程 } q_m = \rho \cdot c_1 \cdot A_1 \quad (1)$$

$$\text{能量方程 } h_0 - h_1 = \frac{1}{2} (c_1^2 - c_2^2) \quad (2)$$

$$\text{状态方程 } p = RT\rho \quad (\text{或水蒸气表}) \quad (3)$$

式中 q_m 为质量流量, kg/s; A 为汽道面积, m^2 ; c 为汽流速度, m/s; h 为比焓, J/kg; p 为压力, Pa; T 为温度, K; ρ 为密度, kg/m 3 ; R 为气体常数。下标: 0 为进口; 1 为出口。

汽流速度 按流动能量方程,静叶、动叶栅理想出口速度 c_{1t} 、 w_{2t} 为:

$$c_{1t} = \sqrt{2\Delta h_{it}}$$

$$w_{21} = \sqrt{2\Delta h_b^*} \quad (4)$$

式中 Δh_a^* 、 Δh_b^* 为静、动叶栅滞止理想焓降, $\Delta h_a^* = h_0 + \frac{c_0^2}{2} - h_{11} = \Delta h_n + \frac{c_0^2}{2}$, $\Delta h_b^* = h_1 + \frac{w_1^2}{2} - h_{21} = \Delta h_b + \frac{w_1^2}{2}$

静、动叶栅实际出口速度:

$$\begin{aligned} c_1 &= \varphi c_{1t} \\ w_2 &= \psi w_{2t} \end{aligned} \quad (5)$$

φ 、 ψ 分别为静、动叶栅速度系数。

速度三角形 动叶中蒸汽动能到轮周功的转换表现为蒸汽在动叶进、出口处的速度变化。两者的定量关系,可以应用速度三角形来确定。图2表示动叶进口和出口的两个速度三角形合成图形。 c 代表汽流绝对速度, w 为汽流相对于动叶通道的相对速度, u 为动叶节圆直径 d_m 上的轮周速度, α 和 β 分别表示绝对和相对汽流出口角;下标1代表动叶进口(或静叶出口),2代表动叶出口。 $u = \frac{\pi d_m n}{60}$, m/s; n 为转速, r/min。 α_1 和 β_2 的取定对于级的通流能力、做功能力及级效率都有直接的影响。在高压级中选用出口角较小的叶型,使叶片高度不致太低,减少端部损失;低压部分的容积流量 G_v 较大,应选用较大出口角的叶型,控制叶高急剧增长。 α_1 一般在 $12^\circ \sim 20^\circ$ 范围内选定。 β_2 的取定,对于冲动级取 β_2 比 α_1 小 $3^\circ \sim 5^\circ$,其值在 $20^\circ \sim 30^\circ$ 之间;对于反动级,动、静叶栅几何尺寸相同,进、出口速度三角形是对称的,即 $c_1 = w_2$, $c_2 = w_1$, $\alpha_1 = \beta_2$, $\beta_1 = \alpha_2$ 。在取定 α_1 和 β_2 时,同一级段内叶片尽量选用相同叶型,以利于制造生产。当 c_1 、 w_2 、 u 和 α_1 、 β_2 确定后,由速度三角形可求得 w_1 、 β_1 和 c_2 、 α_2 : $w_1 = \sqrt{c_1^2 + u^2 - 2uc_1 \cos \alpha_1}$, $\beta_1 = \arcsin \frac{c_1 \sin \alpha_1}{w_1}$, $c_2 = \sqrt{w_2^2 + u^2 - 2uw_2 \cos \beta_2}$, $\alpha_2 = \arcsin \frac{w_2 \sin \beta_2}{c_2}$ 。

轮周功率 蒸汽在动叶上产生的功率,即 $N_u = G u (c_1 \cos \alpha_1 + c_2 \cos \alpha_2)$, W。式中 G 为蒸汽流量, kg/s。

速度比 为圆周速度与静叶栅出口速度之比,即 $x_1 = \frac{u}{c_1}$ 。它是影响汽轮机技术经济性的一个重要特性参数,直接影响到级的轮周效率和做功能力。此外,速度比还关系到级的直径大小和多级汽轮机中级数的多少。不同级的最高轮周效率所对应的最佳速度比 $(x_1)_{op}$ 是不同的。在实际应用中,考虑到余速利用和其他结构参数的影响以及采用级速度比 $x_1 = \frac{u}{c_1} = \frac{u}{\sqrt{2\Delta h_a^*}}$ 等原因,速度比选取均较计算值小,设计时常用的速度比 x_1 范围为:复速级为 $0.22 \sim 0.26$;冲动级

为 $0.48 \sim 0.52$;反动级为 $0.65 \sim 0.70$ 。通常,在设计时选择若干速度比值,进行不同方案的热力计算、通过各方案的技术经济比较,才能定出最佳的速度比值。轮周效率与速度比的关系见图3。

级的热力过程 其 $h-s$ 图如图4所示。图中 p_0 、 t_0 分别为喷嘴前蒸汽初压及初温, p_1 及 p_2 分别为喷嘴出口及动叶出口汽压, Δh_i 为级内理想焓降, Δh_a 及 Δh_b 分别为喷嘴和动叶中的焓降, Δh_{n1} 及 Δh_{n2} 分别为喷嘴和动叶流动损失, Δh_{c2} 则为余速损失。图中上部 Δh_0 为喷嘴进口汽流初速的能量,由图4可得本级轮周有效焓降 $\Delta h_u = \mu_0 \Delta h_{c1} + \Delta h_i - \Delta h_{n1} - \Delta h_{c2}$ 。

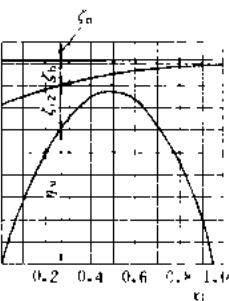


图3 速度比与轮周效率关系曲线

级的理想能量 $E_i = \Delta h_i + \mu_0 \Delta h_0$ 。 $\mu = \frac{c_2^2}{2}$ 。本级轮周效率 $\eta_u = \frac{\Delta h_u}{E_i}$ 。式中 μ_0 和 μ 分别为前级和本级的余速利用系数。

叶栅尺寸的确定 首先确定喷嘴叶栅当喷嘴前后压比大于或等于临界压比时,选用渐缩喷嘴;当压比小于临界压比但大于 $0.3 \sim 0.4$ 时,仍可选用渐缩喷嘴,利用出口斜切部分满足汽流膨胀要求;当压比小于 0.3 时,则需采用缩放喷嘴。因缩放喷嘴效率较低且工况变化时效率变化较大,应尽量避免使用。

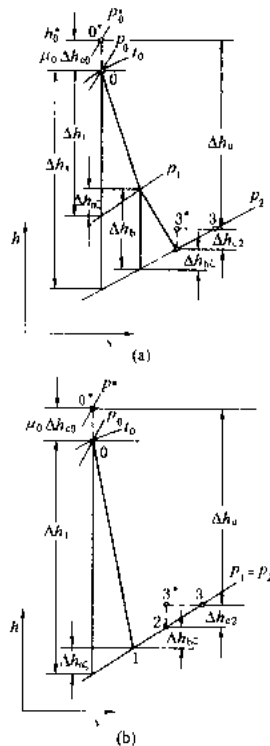


图4 $h-s$ 图中汽轮机级的热力过程
(a) 带反动度的冲动级;
(b) 纯冲动级

率变化较大,应尽量避免使用。

渐缩喷嘴中垂直于出口汽流的截面积 (图5) $A_u = \frac{G_0 v_{01}}{\mu_1 c_1}$, m^2 。式中 G_0 为喷嘴进口蒸汽流量, kg/s; v_{01} 为等熵膨胀下喷嘴出口比体积, kg/m^3 ; μ_1 为流量系数, 过热蒸汽取 0.97 , 饱和蒸汽取 1.02 。

叶栅平均直径按公式 $d_m = \frac{60u}{\pi n}$, m 计算; 喷嘴高度按公式 $l_n = \frac{A_n}{\pi n d_m \sin \alpha_n}$, m 计算。式中 e 为部分进汽度, 当流量较小时, 为保证喷嘴有一定高度, 只在进汽圆弧段布置喷嘴叶栅, 喷嘴所占圆弧长度与整个圆周

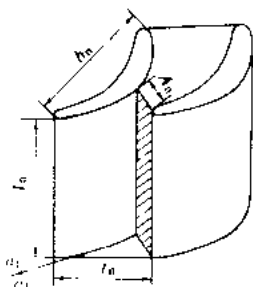


图5 喷嘴汽道示意图

长度之比称为部分进汽度。为了避免鼓风损失过大, 取 $e \geq 0.25$, 同理, 动叶出口面积 $A_b = \frac{G_b v_{b1}}{\mu_c v_{b2}}$, m^2 及高度 $l_b = \frac{A_b}{\pi n d_m \sin \beta_f}$, m, 式中各符号代表意义与喷嘴相同。当忽略动叶顶部漏汽时, 可视为 $G_a = G_b$ 。此外, 因动叶栅进口高度应比喷嘴出口略高, 二者之差称为超高, 因此, 动叶平均直径常较喷嘴大 1~2 mm。

汽轮机性能试验

汽轮机性能试验 (steam turbine performance test) 为求得汽轮机实际运行性能而进行的试验。汽轮机性能试验的结果可作为设备验收、定型和改进、优化调整和经济运行、大修和现代化技术改造效果的评价之用。

试验分类 见机组性能试验。

试验项目 试验求得的汽轮机热力性能有: ①热耗率(或热效率); ②汽耗率; ③能力(夏季)工况出力; ④最大连续出力(MCR); ⑤最大出力或最大通流能力出力(VWO); ⑥各汽缸内效率; ⑦低压缸效率与排汽容积流量关系曲线; ⑧发电机输出功率; ⑨给水流量; ⑩蒸汽流量; ⑪各轴封、门杆漏量、系统各部分内、外漏量; ⑫热力系统中工质在各部位的热力参数; ⑬除氧器性能; ⑭给水泵及其小汽机性能; ⑮凝结水泵和循环水系统性能; ⑯凝汽器特性; ⑰高、低压加热器特性等。

试验规程 由于试验目的不同所采用的试验规程也不同。这些试验规程由国家颁发或由著名的学术团体或重要的国际组织制订。常用的试验规程有: 美国 ASME PTC6—1996; IEC 文件 953—1 (方法 A) 和 1990.12, IEC 文件 953—2 (方法 B) 1990.12, 德国 DIN 1943, 1975.2, 英国 BS 752 1974.12, 日本 JIS B 8102—1977, 中国 GB 8117—87 等。这些试验规程中, IEC 文件 953—1 (方法 A) 和 ASME PTC6—1996 代表了一种最高精度等级的试验方法。它们采用最精密的经过专门校验的仪表和最佳测量手段及试验方法, 因此, 试验结果的测量不确定度很小 (0.3% 或 0.25%), 而且试验结果与保证值进行比较时, 不考虑

该不确定度。但是, 购置测量仪表的经费和试验准备、试验工作量很大, 因此, 适用于大型机组性能考核试验、性能鉴定试验以及通流部分改造后的汽轮机性能试验。

按照上述其他规程进行的试验, 是在测量不确定度较宽的范围内 (0.9%~1.2%) 实现的, 而且试验结果与保证值进行比较时考虑该不确定度。

这些规程对试验时间、系统隔离和不明漏量、试验次数、试验工况的稳定性、汽轮机设备和系统条件、试验观测频率和持续时间以及有效读数次数、试验结果计算、修正及与保证值的比较方法、试验结果的误差分析方法、试验报告格式等都做了详细的叙述。为使试验结果达到预期的精度, 规程中特别对测点选择和布置、测试仪表的精度、校验(标定)及测量方法、测试系统的配置和安装都做了具体的规定。

试验程序(步骤) 包括准备工作、试验过程、数据整理和结果计算、试验结果修正及比较、不确定度计算等几个步骤。

准备工作 根据商定的试验规程和试验项目, 制定试验大纲 布置试验测点、安装已校验合格、满足精度要求的测试仪表, 编写试验实施细则, 准备试验记录表格, 编制数据采集和试验结果计算程序等。

试验过程 ①进行系统隔离, 以保证试验热力系统严格按照设计热平衡图规定的热力循环运行; ②将机组运行参数调整到额定值或试验规定值, 其偏差和波动符合规程要求; ③根据试验工况要求调整试验负荷, 并在该工况下稳定运行足够长时间; ④按规定的观测频率进行记录(或采集), 试验持续时间为 1~2 h, 正式试验结束后进行重复性试验。

通常在正式试验之前应进行预备性试验以确定机组和系统状况以及测试系统是否具备进行正式试验的条件, 并培训试验人员。

试验数据整理和结果计算 首先对观测值进行真实性分析和取舍, 然后计算读数的算术平均值并进行仪表零位、水柱高度、大气压力、环境温度、仪表校验值等修正。根据修正后的试验数据进行包括汽水平衡在内的合理性分析, 最后按照保证值定义, 用压力、温度、流量、电功率的测量值计算试验结果。

试验结果的修正与保证值的比较 试验结果必须修正到设计条件以便在相同的条件下与设计值进行比较, 偏离规定运行条件的修正可以分为两类; 第一类包括主要影响给水加热系统和发电机运行参数的修正(系统修正)。这类修正采用热平衡计算或查修正曲线方法进行。第二类修正包括对汽轮机性能有主要影响参数的修正(参数修正)。这类修正用相应的修正曲线(一般由制造厂提供)进行。根据试验前商定的试验结



果比较方法(有阀点基准、节流阀基准、规定负荷基准等)将修正后的试验结果与保证值进行比较。

试验低压缸效率的修正与比较:根据试验求得的低压缸效率与排汽容积流量关系曲线(或用制造厂提供的曲线)以及低压缸效率与低压缸进汽焓(或压力和温度)关系曲线(通常由制造厂提供),把试验低压缸效率修正到设计条件并与设计值进行比较。

不确定度分析 这是对试验结果精确度的估计。计算试验结果的不确定度按下述步骤进行:①求出单个参数测量的不确定度,一般单个参数测量的不确定度由仪表不确定度、测量参数随时间变化引起的采样不确定度及有限个测点产生的空间不确定度组成;②通过函数关系和误差传递规律求出功率、流量、焓等间接测量值的不确定度;③求每个变量或参数对总试验结果的影响系数,进而得出每个变量或参数的不确定度引起的总试验结果的不确定度;④计算试验结果的总不确定度。

cikunji yebian yonggang

汽轮机叶片用钢 (steel for turbine blade)

汽轮机中动静叶片用钢的总称。汽轮机叶片受高温高压蒸汽的作用,工作中承受着较大的弯矩,高速运转中的动叶片还要承受很高的离心力;处于湿蒸汽区的叶片,特别是末级,要经受电化学腐蚀及水滴冲蚀;动叶片还要承受很复杂的激振力。因此,叶片用钢应满足以下要求:①有足够的室温、高温力学性能和抗蠕变性能;②有高的抗振动衰减能力;③高的组织稳定性;④良好的耐腐蚀和抗冲蚀能力;⑤良好的工艺性能。

叶片材料应用 1Cr13、2Cr13等及以此为基含有Mo、W、Nb、B、Ni等强化元素的12%~13%Cr钢,有良好的抗振性能和抗腐蚀性能,成为汽轮机叶片的主要材料;但在某些工作温度 $\leq 400^{\circ}\text{C}$ 和要求抗腐蚀性不高的过热蒸汽区工作的叶片,可用一些低合金钢制作叶片以降低造价,如20CrMo、25Mn2V及15MnMoVCu等。在湿蒸汽区工作的叶片需用抗腐蚀性高的不锈钢,并随着使用温度的提高及叶片尺寸的加大要使用有更高高温强度或强度的叶片用钢材料。1Cr13、2Cr13等可用于工作温度 $\leq 450^{\circ}\text{C}$ 叶片。温度超过 500°C ,需在1Cr13型的基础上,加入多元合金元素Mo、W、Nb、B、Ni等强化的钢。如Cr11MoV钢用于工作温度 $\leq 540^{\circ}\text{C}$ 的高温区叶片;Cr12W1NiMoV用于工作温度 $\leq 580^{\circ}\text{C}$ 的高温区叶片;Cr12W1MoNbVB钢用于 590°C 以下的高温区叶片;2Cr12NiMo1W1V(美国钢号C-422)用于大容量汽轮机动叶片,其室温屈服强度 $\geq 760\text{ MPa}$ 。大容量机组末级叶片因其尺寸大因而所受离心力大,采用有屈服

强度的合金元素强化的12%Cr钢;如高度为851mm叶片,用2Cr11NiMo1V钢(工厂牌号),其屈服强度不低于655 MPa;高度在1000mm左右的叶片,采用2Cr12Ni2W1Mo1V,其屈服强度不低于735 MPa。另外,尚可用降低回火温度,以牺牲少量的塑性和韧性,获得高的强度的方法,更先进的方法是采用比重小和强度高的材料,如钛合金材料TiAl6V4和TiAl7Mo4等以及正在研究采用的碳化物或玻璃纤维增强塑料作为末级长叶片材料,后者比重仅为钢的四分之一。

叶片表面强化保护 末级叶片和次末级叶片,尤其在叶片上部进汽侧背弧处有严重的水冲蚀损坏问题,解决的方法是进行表面强化保护处理,如银焊司太立合金片、表面淬硬、电火花强化、镀铬、等离子喷镀、渗氮等。其中以司太立合金片的抗水冲蚀效果最好。

qilunji yichang gongkuang yunxing

汽轮机异常工况运行 (steam turbine operation at abnormal conditions)

汽轮机偏离设计允许工况下的运行。通常造成汽轮机异常工况运行的原因有:锅炉提供的蒸汽参数不符合设计要求;汽轮机排汽真空下降;蒸汽品质不良通流部分结垢;加热器故障停运;叶片、隔板损坏缺级运行等。汽轮机在异常工况下运行都会引起汽轮机内部热力过程改变,运行效率下降,部件工作应力增加,使用寿命损耗增加,为此在汽轮机运行工况异常时,操作人员应采用相应措施,尽快恢复主、辅机正常运行,如系设备缺陷、短期无法恢复而电网又要求机组继续运行,则应进行异常工况下汽轮机热力工况和部件强度的计算和试验,并提出相应控制指标,限制出力数值,加强运行监测维护,以确保机组运行安全。

蒸汽参数偏差大 当主蒸汽参数偏离设计允许范围,且短期不能恢复正常值,要考虑在新的参数下,汽轮机进汽部件和通流部分工况的变化和关键部件承受的应力。如初压初温的升高使进汽管道、主汽门等部门工作应力增加和材料机械性能的降低。在低负荷时还会引起调节级过负荷。初压初温降低,在额定功率下,蒸汽流量增大将引起汽轮机轴向推力增加和末级过负荷。再热蒸汽参数偏离允许范围也时有发生,特别是再热蒸汽温度偏低,它不仅使低压缸湿度加大,还会引起高压缸末级过负荷和机组轴向推力加大。

低真空运行 当夏季循环水温高,循环水量不足,真空系统严密性差,凝汽器铜管脏,停半侧清洗等都会引起汽轮机排汽真空降低,在汽轮机出力不变的情况下,蒸汽流量增加。造成某些级过负荷和轴向推力增加,因此在汽轮机排汽真空下降时,要限制出力控制进



汽量不得超过制造厂规定最大连续出力时蒸汽流量。真空严重恶化时,排汽缸温度升高,还会引起坐落在排汽缸上轴承工作条件改变,轴承振动加大。

通流部分结垢 蒸汽品质不良进入汽轮机后,不同的杂质就会在不同部位析出,形成通流部分结垢,结垢后通流面积减少通流阻力增加,监视段压力升高,隔板前后压差增加,级反动度增加。严重时还会由于隔板挠度过大发生动静部分摩擦和推力轴承过负荷损坏。通流部分结垢还改变了汽轮机各级最佳焓降分配,增加喷嘴和叶栅通道壁面的粗糙度,降低了汽轮机运行效率。配汽机构上结垢,还会造成汽门关不严,后果更严重。火力发电厂应严格进行水、汽监督,保证新蒸汽品质符合规定标准(见水汽质量标准),防止通流部分结垢。一旦发生结垢,应加强监视段压力、推力轴瓦温度的监视。严重时要限制出力,尽快制定措施,进行带负荷清洗。

缺级运行 在某级叶片发生严重损坏,短期又无法更换新叶片时,常常采取拆除全级叶片,保留隔板运行,在此运行工况下,该级效率为零,功率为零,自喷嘴出来蒸汽动能全部转换为热能,后面各级温度升高。当隔板损坏,拿去隔板时,必须同时拆除该级叶片,以防止轴向推力过大。另外拆除该级后,将导致前一级过负荷,要限制流量,降低出力,保证前一级压差值不超过设计值。汽轮机缺级运行工况远远偏离设计工况,必须进行该工况下通流部分热力和强度计算,根据计算结果提出限制出力、流量数值,和监视段压力、温度控制指标。

回热加热器故障停运 汽轮机切除回热加热器运行时,将导致机组运行经济性恶化和燃料耗量增加。特别是高压加热器的停运带来损失更大。当汽轮机出力不变时,切除任何一个加热器或加热器组,都将导致后面各级蒸汽流量增加和汽轮机末级过负荷,对切除部分回热加热器运行,目前制造厂规定了相应的允许负荷限值和监视段压力允许限值。

qilunji you

汽轮机油 (turbine oil) 具有适宜黏度和抗乳化能力,用于汽轮机、水轮机、燃气轮机、透平发电机、调相机等高速转动机械的润滑及液压传动油品的总称,又名透平油。按组成可分为不含添加剂的汽轮机

油和含有添加剂的汽轮机油。按其特性可分为抗氧防锈汽轮机油、抗氨汽轮机油、抗燃汽轮机油等。

汽轮机油的功能主要是:①保证轴承及变速器齿轮的流体动力润滑,减少起动、运行和停机过程中的磨损;②带走轴承产生的热量;③在液压控制系统中作为力的传递介质。

对汽轮机油性质的要求除一般理化性能外,主要有:①适宜的黏度及黏温特性,应根据机械转速和轴承结构及荷载加以选择(一般运动黏度为29~51mm²/s),以保证良好的润滑性能;②良好的氧化安定性,以保证有较长的使用寿命;③具有一定的抗乳化和析水能力,减少因机组油系统进汽进水造成油乳化而破坏润滑性能;④具有良好的空气释放性和抗泡沫能力,避免油品通过管线、轴承、齿轮时因压力下降析出气泡,形成泡沫,而影响润滑和液压动作;⑤具有良好的防锈性能,减少因渗入空气和水分而引起金属锈蚀;⑥高的闪点和自燃点,以减少因油系统泄漏造成的火灾危险。

为改善上述各项性能,汽轮机油常在炼制过程或使用之前加入各种添加剂,如防锈剂、抗氧化剂、抗泡沫剂、破乳化剂、抗磨剂等。

20世纪20年代,随着汽轮发电机组的发展,开始有深度精制汽轮机油问世。由于这种油的氧化安定性不好,30年代左右开发了添加抗氧化剂及防锈剂的技术,使油质产生了突变,又合成了抗燃汽轮机油,用于军事装备。其后在添加剂及合成产品方面不断得到发展。50年代研制出极压性能的汽轮机油,用于船舶汽轮机。70年代以来,随着化肥工业的发展,促进了抗氨汽轮机油的开发。

qilunji you xitong

汽轮机油系统 (steam turbine oil system)

供给汽轮发电机组工作用油的一组设备。油系统的作用是供给调节、保安、轴承润滑、顶轴以及发电机密封等系统用油。运行中供油中断会造成设备损坏,系统漏油会引起火灾,油压波动会导致调节系统的不稳定,所以油系统必须可靠。油系统的类型有定容泵供油系统、离心泵供油系统和高压供油系统,按油质又可分为汽轮机油油系统和抗燃油油系统,汽轮机油系统的类型及特点见表。

油系统类型及特点

类 型	定容泵供油系统	离心泵供油系统	高压供油系统
工 质	汽轮机油	汽轮机油	抗燃油
供油压力	0.49~1.176MPa	0.49~3.92MPa	>12MPa
注油方式	直接吸油	通过注油器或油涡轮泵	由高位油箱直接吸油

续表

类 型	定容泵供油系统	离心泵供油系统	高压供油系统
主油泵 拖动方式	由汽轮机主轴通过减速机构拖动, 转速 400~700r/min	直接由汽轮机主轴拖动	地面布置由电动机拖动高压轴向柱塞泵, 润滑油系统由汽轮机主轴拖动的离心泵供汽轮机油
特 点	1. 吸油可靠; 2. 由于采用减速机构传动, 降低了运行的可靠性; 3. 主油泵容量小, 对油量瞬时变化的适应性差; 4. 多用于小型汽轮机	1. 储备容量大, 对油量瞬时变化的适应性强; 2. 工作可靠; 3. 多用于大中型汽轮机	1. 采用不燃工质可防止火灾; 2. 采用高压油提高了调节系统动作的迅速性; 3. 调节部套结构尺寸小, 但加工精度高; 4. 多用于大型汽轮机

汽轮机油油系统一般由油箱、油泵、注油器、冷油器、滤油器、排油烟机、阀门和管道等组成(见图1)。在抗燃油油系统中还设有蓄能器和油净化装置等(见图2)。

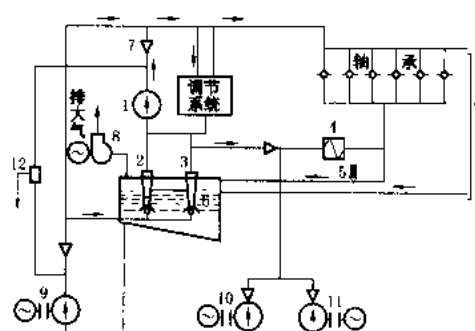


图1 汽轮机油油系统图

1—主油泵; 2—1级注油器; 3—2级注油器; 4—冷油器; 5—溢油阀; 6—油箱; 7—逆止阀滤油器; 8—排油烟机; 9—交流启动油泵; 10—交流润滑油泵; 11—直流事故油泵; 12—手动排油门

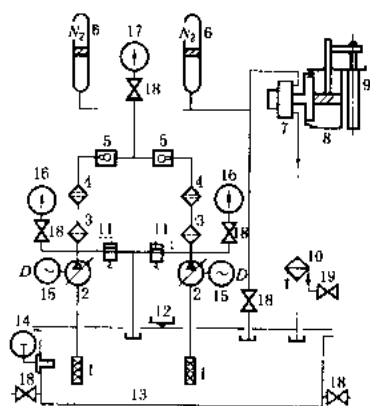


图2 高压抗燃油油系统图

1—滤网; 2—高压轴向柱塞泵; 3—粗滤油器; 4—精滤油器; 5—逆止阀; 6—蓄能器; 7—电液伺服阀; 8—高压油动机; 9—线性差动变压器; 10—冷油器; 11—溢油阀; 12—空气过滤器; 13—油箱; 14—温度计; 15—交流电动机; 16—压力表; 17—电接点压力表; 18—针阀; 19—球阀

油箱为油系统储油装置,还具有分离油烟、水分和过滤杂质等作用。油箱的容积应足够大,油系统全部油每小时在油箱中的循环次数称循环倍率,一般为8~12。主油泵为主要供油设备,为保证离心式主油泵工作的可靠性,入口必须为正压,为此在油箱内设有注油器(以油为工质的喷射泵)或油涡轮泵,向主油泵入口供油。此外还配备有用于机组起动的交流电动启动油泵或汽动油泵、停机时或停机后供给润滑油的交流电动润滑油泵和在厂用电消失事故情况下的直流电动润滑油泵。冷油器是降低润滑油温的表面式冷却设备,以使轴承进油温度为38~45℃。为保证油质,设有滤油器和油净化装置。在抗燃油系统中设有蓄能器以满足汽轮机调节系统瞬时动作大量用油的需要。压力油管可以套在回油管内或外设护套,回油管应向油箱倾斜,使油自流返回油箱,高压抗燃油管路多采用不锈钢管,以防锈蚀。

汽轮机转子

(steam turbine rotor) 由主轴、叶轮(或转鼓)、动叶片和联轴器等汽轮机旋转部件组成的组合体。转子是汽轮机中最精密、最重要的部件之一。为保证其安全可靠地运行,对转子的设计、制造、安装、检修和运行等方面都有严格的质量标准要求。

转子工作时高速旋转,它除了要转换能量、传递转矩外,还要承受动叶片、叶轮和主轴上各零件质量所产生的离心力及温差引起的热应力等。因此,转子要选用高强度和高韧性的金属材料,在高温区还要选用耐热高强度材料。为了提高通流部分的效率,转子与静止部件间要保持较小的相对间隙。设计转子时,转子上各零件需作强度、振动计算;转子需作临界转速、扭振固有频率、抗异常工况扭矩冲击强度、转子寿命损耗和轴承系统稳定性等一系列计算;转子加工前后都要在热箱中模拟热状态进行旋转以消除残余应力;转子出厂前还要作高精度动平衡。过去高压转子一般只做低速动平衡,现高、中、低压转子均进行高速动平衡。动平衡

试验是使转子在动平衡机上用加装平衡块的方法来达到动平衡,以保证转子运行的稳定性和可靠性。

大型再热汽轮机的转子一般由高压转子、中压转子和低压转了三部分组成,转子之间用联轴器连接,分别置于高、中、低压汽缸内(见汽轮机本体)。按结构需要,有的将高、中压转子组合为一根,称作高中压联合转子。

汽轮机转子按结构分为套装转子、整锻转子和焊接转子三种基本型式(见图1)。有时也采用整锻-套装式或整锻-焊接式转子。

套装转子 将叶轮和联轴器过盈装配于主轴上并用轴向或径向键传递转矩的转子。它一般用于中、低压转子,工作温度不大于 400°C 。对于受载较大的低压级叶轮,应采用端面径向键的结构型式。套装转子锻件尺寸较小,各零件可同时加工,制造周期短,工艺简单,造价低,但其零件加工、装配工作量大,转子刚性差,轮孔应力大,承载能力较低,运行灵活性差。现代汽轮

机较少采用。

主轴是支持汽轮机转子在轴承中旋转的部件,或称大轴。主轴的概念来自套装转子。整锻转子和焊接转子的叶轮(或转鼓)和主轴则成一体。

套装转子的主轴如图2所示。为了在主轴上套装



图2 套装转子的主轴

叶轮和联轴器等零件的方便,主轴做成阶梯形,中间直径最大,两侧的直径逐级减小,对应于各套装零件部位在轴上开有键槽。

汽轮机主轴在高温高压蒸汽中高速旋转,主要承受扭矩、热应力和离心力,还有自重和蒸汽推力。工作条件苛刻,除对其材质(见汽轮机转子用钢)有严格要求外,尚需注意以下几点:①要考虑电网非正常运行工况对主轴扭矩冲击以及电气机械谐振引起的扭应力疲劳损伤;设计主轴时,其扭振固有频率的计算值应与工作频率及其倍频避开一定范围;②严格控制加工误差,轴颈部分圆度应小于 $20\mu\text{m}$,其他部分应小于 $50\mu\text{m}$;③转子起停时正确使用盘车装置和严格控制上下缸温差,尽力避免主轴发生热弯曲;④超速试验前主轴温度应大于其材料的脆性转变温度(FATT),以防在高离心力下发生主轴脆性断裂;⑤相对胀差要考虑离心力的影响。主轴在静止状态和回转状态下的长度因受离心力的作用而不同。套装转子因套装件有紧力使套装部分的轴弹性伸长,高速回转时紧力减少,轴的伸长值也相应减少。

整锻转子 在转子的锻件上机械加工出轴颈、叶轮和联轴器,可以做成轮盘式和转鼓式两种。转鼓式整锻转子多用于反动式汽轮机。轮盘式整锻转子主要用于冲动式汽轮机,为减少整锻转子的锻件直径,在中压转子上也有采用整锻与套装相组合转子的。整锻转子刚性好,运行适应性强。

整锻转子一般有中心孔,旨在控制锻件中心部位的锻造质

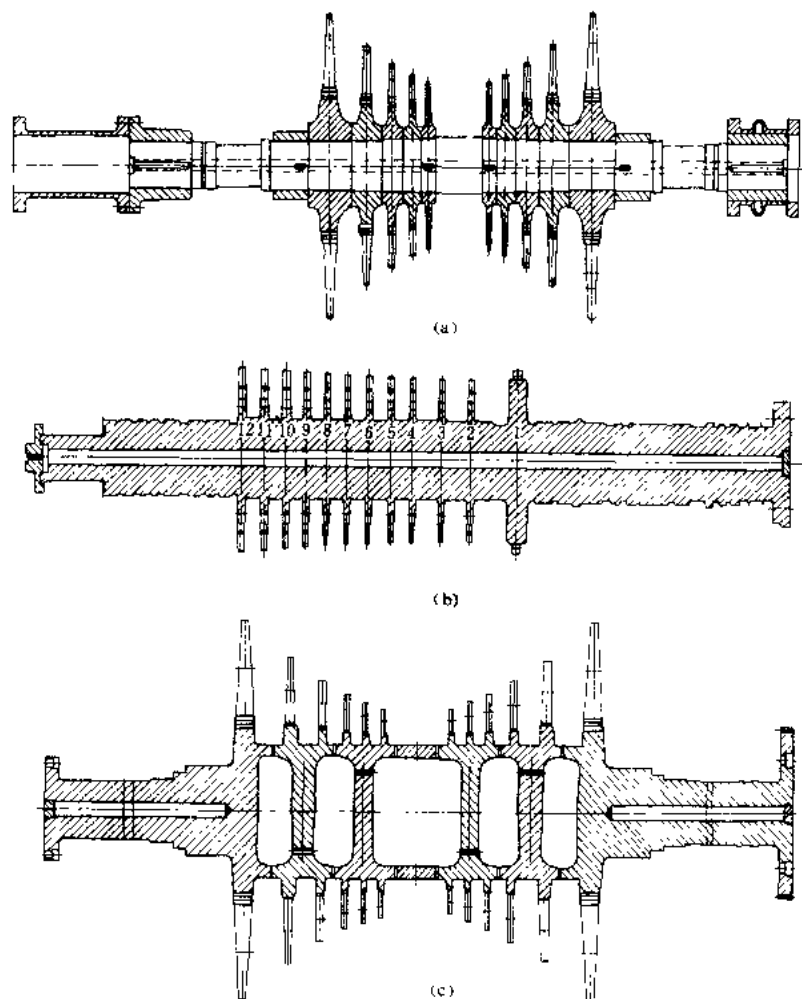


图1 转子剖面图

(a) 套装转子; (b) 整锻转子; (c) 焊接转子



量,便于在制造和检修时进行探伤检查,保证转子强度。中心孔两端的堵头应严密,以免进入润滑油引起异常振动。随着冶炼和探伤技术的进步,目前已出现实心转子。

当前,对于大容量汽轮机的高、中、低压转子,制造厂多采用整锻结构。

焊接转子 由几个实心圆盘焊接形成的转子。一般用于冲动式汽轮机的低压转子。ABB (Asea Brown Boveri) 公司的反动式汽轮机的高、中、低压部分都采用转鼓式焊接转子。其优点是锻件尺寸小,易于锻造、热处理和质量检查。焊接转子结构紧凑,刚性好,承载能力较高,运行性能好,但对工艺要求高。随着结构设计的完善,焊接材料和技术的发展,加以受到大锻件供货困难的限制,焊接转子被广泛地应用于大型汽轮机,特别是核电汽轮机中。

qilunji zhuanzi yonggang

汽轮机转子用钢 (steel for turbine rotor)

汽轮机主轴、叶轮等用钢的总称,均为锻件。小型汽轮机转子是由主轴及叶轮组成。大型汽轮机一般具有高压、中压及低压转子。大多使用整锻件,叶轮是由整体锻件上切削加工而成。也有全部转子采用焊接制造,或低压转子采用套装叶轮结构(见汽轮机转子)。高、中压转子在较高温度(300~570℃)和较高应力(35~25MPa)下运转。对汽轮机转子用钢的要求是:①高强度。除与发电机转子一样(见发电机转子用钢),要有较高的常温性能以外,还要有高的耐高温持久强度和高温蠕变强度,为此,除适当提高碳含量外,还需向钢中加入Cr、Mo、V、Nb等强化合金元素。②良好的塑性。③淬透性要好。为了在整个截面上获得均匀的组织 and 强度性能,保证心部无自由铁素体析出,需向钢中加入Ni、Cr以提高淬透性。④脆性转变温度(FATT)要低,以便在冷态启动中减少脆性断裂的危险。⑤有一定的抗腐蚀的能力。⑥焊接转子用钢要有良好的焊接性。为此,钢中碳含量不超过0.20%~0.25%。⑦有高的抗疲劳的能力,以便适应频繁的调峰工况。⑧锻件在最终热处理后,残余应力要低,并且不得有白点、裂纹和其他超标缺陷存在。

高中压转子一般均用低碳或中碳Cr、Mo、V钢制造,有回火上贝氏体组织。为提高淬透性加入一部分Ni。常用钢如21CrMoV、30Cr2MoV、30CrMoV、30Cr1Mo1V、21CrNiMoV、25CrNiMoV及30CrNiMoV等。低压转子用钢与发电机转子用钢相同,如25CrNi3MoV、26Cr2Ni4MoV等,焊接转子用17CrMo1V以及25Cr2NiMoV等。30Cr1Mo1V、26Cr2Ni4MoV已分别成为中国300MW、600MW亚临界参数汽轮

机高、中、低压转子普遍使用材料。

对更高蒸汽参数汽轮机,要求高温强度性能更高的钢材,通常采用含有强化合金元素的12%Cr马氏体耐热钢,如18Cr11MoVNbN等。它具有更高的淬透性、高温强度、抗腐蚀能力和高温持久塑性,可用于超临界参数或超超临界参数的汽轮机高、中压转子。

qilunji ziqitong kongzhi

汽轮机自起停控制 (turbine automatic start up and shut-down control)

对汽轮机及其辅助系统的起、停过程进行的自动控制。大型汽轮机组系统复杂,在启动和停止过程中还要涉及到发电机的操作,操作量大,而且要求彼此之间密切配合。如果全部依靠人工进行,不仅劳动强度大,而且很难及时进行,必然会延长汽轮机组的起停过程,甚至误操作。为了保证安全和缩短汽轮机的起停过程时间,大型汽轮机组均设计有顺序控制系统,通过该顺序控制系统对有关辅助系统进行控制。被控系统有:润滑油系统、盘车系统、冷却水系统、控制油系统、凝结水系统、真空系统、轴封系统、汽轮机疏水系统、汽轮机液压起停系统、发电机氢冷系统、发电机水冷系统、汽轮机组自动升速系统、励磁系统、发电机准同步系统、汽轮机自动升负荷系统等。汽轮机组的启动过程一般被分为五个程序段、14个步骤。汽轮机组的停机过程被分为3个程序段、8个步骤。具体框图如图所示。

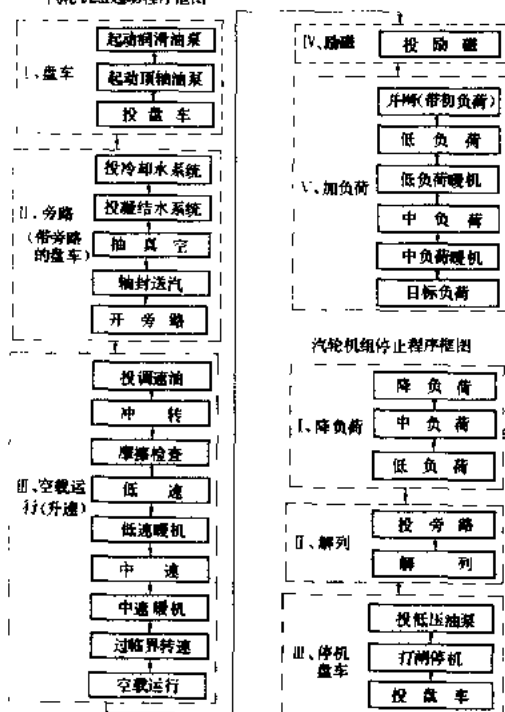
汽轮机的起停过程包括滑参数和定参数两种运行方式。

以上叙述的是正常工况下的汽轮机组自起停方式。由于在起、停过程中各项参数变化很大,因此在自起停控制系统中引入了多项保安判据:转子应力、缸壁温度、胀差、振动、偏心度、轴向位移、真空、油压、油温等等。当这些判据越限时,由逻辑控制部分进行处理,发出指令,使机组向安全方向转移,保持或降速(降负荷)。

汽轮机自起停控制包括开量控制和模拟量控制两大部分。从控制方式上分,则有闭环控制与顺序控制两大部分。闭环控制控制汽轮机转速与负荷,而顺序控制则控制汽轮机的整个工艺过程,在不同的阶段发出相应的指令,包括各辅助系统的切投、工况的切换及闭环控制系统的投入或退出,同时还需与锅炉及发电机协调。

上述控制功能,在完善的汽轮机数字式电液控制系统(DEH)中都应具备,其控制装置可以是独立的DEH系统,也可以纳入单元机组的分散控制系统(DCS)中。

汽轮机组起停程序框图



汽轮机组起、停程序框图

汽门快控技术

(early valve actuation, EVA)

在电网故障情况下用快速关闭汽轮机调节汽门的方法以提高电网暂态稳定性的一种措施。此项措施一般用电液式控制系统实现。见瞬间甩负荷快控保护。

汽-汽热交换器

(biflux heat exchanger)

利用过热蒸汽加热再热蒸汽的热交换装置，用于再热汽温的调节。过热蒸汽在管内通过，再热蒸汽在管间流

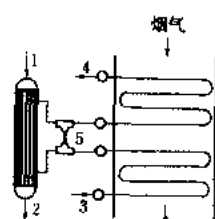


图1 汽-汽热交换器布置系统

1- 过热蒸汽入口；2- 过热蒸汽出口；3- 再热蒸汽入口；4- 再热蒸汽出口；5- 三通阀

动，一般用旁通阀改变流经汽-汽热交换器的再热蒸汽流量达到调节再热汽温的目的（见图1）。这种调温方式多用于再热器全部布置在对流区，且过热器系统具有明显的辐射特性的情况。其缺点是旁通阀泄漏直接影响调温效果，并且结构复杂，布置困难，金属耗量大，调节惰性大等，因而使用不广泛。按其结构分为管式（分散式）和筒式（集中式）两种。

管式汽-汽热交换器（图2）采用管套管结构，外套管管径159~219mm，内装多根 $\phi 32 \sim 12U$ 形管。这种结构目前已很少使用。

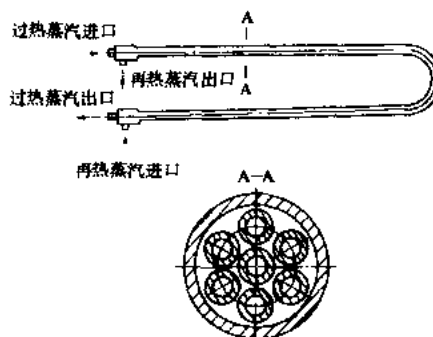


图2 管式汽-汽热交换器

筒式汽-汽热交换器（图3）在 $\phi 800 \sim 1000$ 的圆筒内装置蛇形管，再热蒸汽在筒内多次横向过回流动，与管式汽-汽热交换器相比具有更高的换热系数，金属耗量减少约45%。为扩大再热汽温的调节幅度，在额定负荷时，进入汽-汽热交换器的再热蒸汽量不宜过大，一般取再热蒸汽额定流量的20%~30%。

汽-汽热交换器也可以采用管套管的三流式热交换器形式布置在烟道内，过热蒸汽在内管中流过，再热

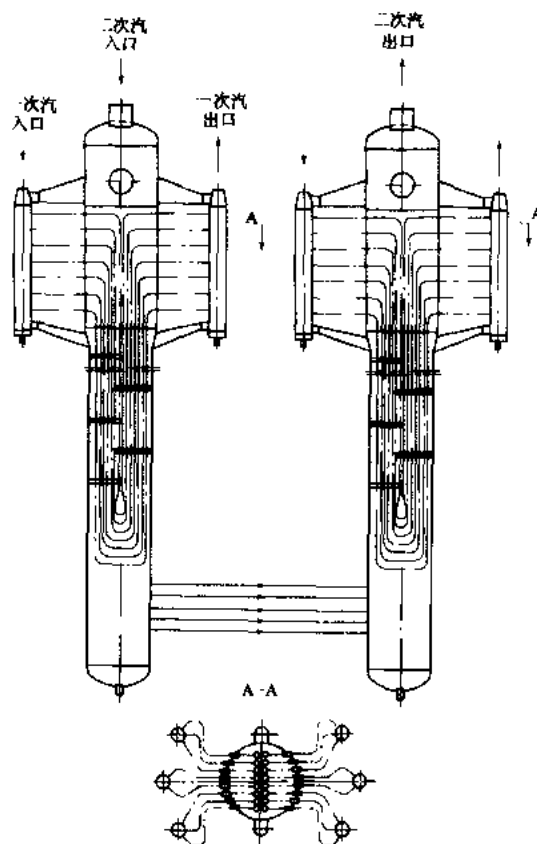


图3 筒式汽-汽热交换器



蒸汽在套管间流动,管外受烟气加热,再热蒸汽同时受到管外烟气和管内过热蒸汽的加热,改变过热蒸汽流量即可调节再热汽温。但对制造工艺要求较高,且穿墙管数量增多,使用的不多。

汽水管道

汽水管道 (steam and water piping) 火电厂的汽水管道由管子、管道附件(见汽水管道附件)、流量测量装置、支吊架和保温设施等组成。

材料 火电厂汽水管道应根据介质的压力和温度分别选用符合标准规定的钢材(包括普通碳素钢、优质碳素钢、普通低合金钢、耐热合金钢等)。超临界压力高温管道应采用高铬钢或奥氏体钢。化学除盐水管道采用衬胶碳钢、不锈钢或其它非金属的耐腐蚀材料。

应根据热力系统要求的功能选择适当型式的阀门。阀体材料根据介质参数确定。一般低压阀门的壳体采用铸铁,中压阀门采用碳钢,高温高压阀门采用合金钢。对有特殊要求的阀门除考虑工作参数外,还应按特定的技术要求选择材质。

管道规格 应在根据设计压力、介质流量和推荐的流速计算出管径和壁厚后,按照有关管道的规范标准选定。

管道附件应根据介质种类、参数和管道布置要求进行选择。应尽量采用标准元件,并应尽可能减少品种和规格。

管道布置 需满足应力、位移、冷紧等设计计算上的要求,便于安装和运行维护,不妨碍设备的起吊、检修,不阻碍运行通道,管道与管道、管道与电缆桥架、管道与建筑物或设备之间应统一规划,避免互相干扰。为使管道在运行时安全稳固,需合理选择支(吊)架型式和间距,在必要的位置设置限位支(吊)架和减震支(吊)架。水平管道应有合适的坡度,以保证管道运行中疏水的排放和停炉时的放水要求。

高温高压大容量机组,在管道布置确定后,通常还应对主蒸汽、再热蒸汽等管道的通径进行优化计算,综合材料投资和运行费确定最经济的管径。

管道的支吊架应进行荷载、热位移计算,并根据赋予的功能选择适当的支吊架型式。

对高温高压管道和其他重要管道,需进行管系的应力分析,使管道上各点的热胀、冷缩应力限定在钢材允许的强度范围内,并确认管道施加到所连接设备上的作用力和力矩在允许的限度以内。管道的应力分析和验算应符合有关的规程规范。

排汽管道,需对其排汽时产生的振动、反力、噪声提出足够的技术安全措施。

对管道沿程阻力降有要求的管道系统应进行水力

计算,以保证在管道的终端有符合要求的参数。

当对火电厂有要求时,需对主要管道进行地震分析计算或汽锤分析计算。

保温 为减少管道的散热损失,需进行完善的保温设计,以满足防冻、防结露和其它防护工艺的要求。保温标准和计算应按有关规定执行,保温材料应选用具有良好隔热性能的轻质无机材料。

汽水管道设计 根据热力系统、厂房结构和设备布置的特点,对火电厂内有关设备之间的汽水管道所进行的选择、布置以及有关的计算工作。汽水管道设计须符合设计标准和技术规范的要求,做到选材正确,布置合理、流体阻力小,补偿良好,造价低廉,安装维护方便,整齐美观,无水冲击和共振。管道设计与施工方法有关。迄今为止,我国多数火电厂管道设计都由电力设计院完成,由施工单位在现场加工配制,进行安装。随着管道加工工厂化的推行,设计院将只负责管道的布置和计算,将单线图交给承包的管道加工厂,由加工厂加工配制,再运到现场由施工单位安装。管道加工工厂化是今后发展的方向。

汽水管道附件

汽水管道附件 (steam and water pipe fittings)

保证汽水管道正常工作功能的零部件及连接装置。管道上的阀门、弯头、弯管、三通、异径管、堵板、法兰组件和热膨胀补偿器等附件都有特定的功能,和管道共同构成完整的管网。附件的规格、机械性能、参数等级都需符合国家标准和管道所要求的技术规范。管道附件的设计应尽可能标准化和规范化,使其具有互换性,便于安装和维修。

阀门 对汽水管道系统中所载流体施行关断或调节,用以控制流体的流量、压力和流向的装置。按其功能分为:①关断阀:用于截断流体通路,型式有截止阀、闸阀、球阀和蝶阀等;②调节阀:用于调节流体压力、流量,型式有调节阀、节流阀、减压阀和浮球调节阀等;③止回阀:用于阻止流体的逆向流动,型式有升降式、旋启式;④分流阀:用于分配流体的去向通路或两相流体的分离,型式有多通阀、疏水阀等;⑤安全阀:用于锅炉、压力容器或管道超过允许压力时起释放作用,型式有弹簧式、重锤杠杆式和隔膜式等;⑥多用阀:具有一种以上功能的阀门,如截止止回阀,既能起截流作用又能起止回作用。在汽水系统设计中,按照使用要求选择所需阀门的类型。

不同类型的阀门,结构各异,部件的材料根据其工作参数和介质种类确定。对阀门的技术要求是安全可靠,性能良好,且具有较高的可控性。

阀门与管道的连接方式有螺纹连接、法兰连接和

焊接三种。螺纹连接用于低温低压管道；法兰连接用于中、低压管道；焊接通常用于高温高压管道。螺纹连接和法兰连接便于拆卸，焊接有良好的强度和严密性。

弯头及弯管 用于改变管道走向的弯曲管段。一般情况下，弯曲半径等于管径的1~2倍的称弯头，弯曲半径等于管径的4~5倍的称弯管，根据需要可制成不同的弯曲角度。弯头的制作有锻压、热压、铸造和焊制等方法。弯管可采用直管段弯制。

三通 在主管道上用以引接支管的部件。主管和支管直径相同的，为等径三通；主管和支管直径不同的，为异径三通。按压力等级和制造工艺，有热压三通、锻制三通和焊制三通等。

支管与主管连接处，应采取使三通与直管强度相等的补强措施。低温低压管道的主管有强度余量时，方允许不采取补强措施。

异径管 在管道中用于连接不同直径的管段或管道附件的部件，俗称大小头。可根据需要，制成同心或偏心的。按制作方法，通常有焊制和钢管模压两种，前者用于低压管道，后者用于高、中压管道。

法兰组件 用于连接管道、阀门和设备的组合件，由法兰、垫片和螺栓等组成。法兰连接便于拆卸，但严密性较差，多用于中、低压管道。

热膨胀补偿器 用于吸收因温度变化所产生的热胀冷缩伸缩量。在温度变化较大的管道上，因金属产生很大轴向伸缩量，管道将产生过量的附加作用力，影响管道和设备的安全。设计中可利用管道的弯曲或扭转等自身强度所允许的弹性变形能力进行自补偿。当自补偿不能满足需要时，须在管道的适当部位装设补偿器。常用的补偿器有：“Π”型、波纹管型、波型、填料式和柔性接头等，应根据具体情况选用。

汽温控制系统

(steam temperature control system)

使蒸汽温度（过热蒸汽温度和再热蒸汽温度）保持在额定值或允许偏差范围内的自动控制系统。锅炉运行对汽温的要求十分严格，一般不允许偏离额定汽温的 $\pm 5^\circ\text{C}$ 。汽温过高会影响过热器、再热器和汽轮机的安全；汽温过低会降低电厂的热效率，并将增加汽轮机的排汽湿度，因而影响汽轮机的安全。

影响蒸汽温度变化的因素很多，例如减温水流量、蒸汽负荷、锅炉给水温度、燃烧工况、烟气温度、炉膛热负荷等，归纳起来主要的就是汽水侧的扰动和烟气侧的扰动。不论何种因素的扰动，汽温的阶跃响应曲线都有一定的时滞和惯性，最后平衡在新的数值。

过热汽温控制的原则性系统 汽温的调节方式涉

及到锅炉的结构，有面式减温、喷水减温和摆动燃烧器等，或者几种方式并用，其中喷水减温得到普遍应用（见锅炉汽温调节）。过热汽温控制系统主要有：串级汽温控制系统；具有导前微分信号的汽温控制系统；分段汽温控制系统。

串级汽温控制系统 以喷水减温器后的汽温作为辅助被调量，由主调节器和副调节器组成的汽温控制系统。系统的原理如图1所示。在减温水量扰动下，导前汽温 θ_a 比主汽温 θ_0 提前反映。因此采用 θ_a 信号组成串级汽温控制系统，可改善汽温的控制质量。只要导前汽温 θ_a 发生变化，副调节器就去改变减温水量，使后段过热器的入口汽温 θ_1 维持在一定范围内，起粗调作用，而过热器出口汽温 θ_0 则通过主调节器起校正作用。调节结束后，导前汽温 θ_a 可能稳定在与原来不同的数值上，而主汽温则等于给定值。

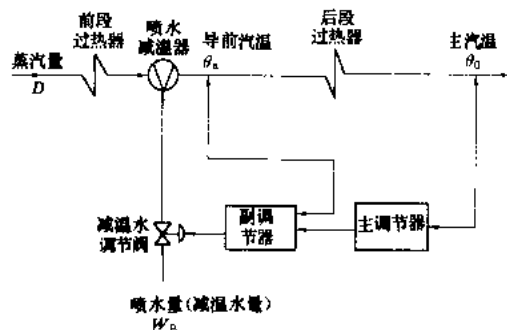


图1 喷水减温串级汽温控制系统原理图

在串级汽温控制系统中，由于主调节器和主回路的任务是维持主汽温 θ_0 恒定，故一般选用具有积分作用的调节器（PI或PID）。至于副调节器和副回路的任务是快速消除扰动，一般可选用比例调节器（P）或比例微分调节器（PD），也可选用比例积分调节器（PI）（见模拟量控制系统）。

具有导前微分信号的汽温控制系统 以导前汽温的微分作为补充信号所组成的双回路汽温控制系统。它是串级汽温控制系统的变形，其原理如图2所示，由

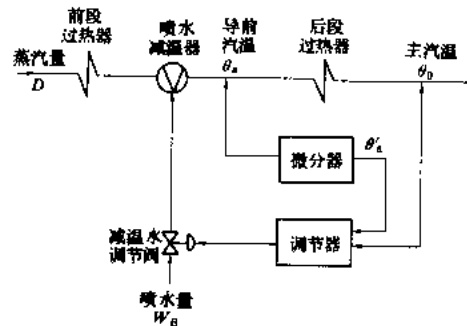


图2 具有导前微分信号的汽温控制系统原理图

于在系统中引入了导前汽温 θ_0 的微分信号 θ'_0 ,就等于改善了调节对象的动态特性。在喷水量扰动时,导前汽温 θ_0 使调节器提前动作,可有效地减小主汽温 θ_0 的动态偏差。在动态过程中调节器根据导前汽温 θ_0 的微分 θ'_0 和主汽温 θ_0 而动作,在静态时 θ_0 不再变化,微分器的输出消失(即 θ'_0 等于零),这时主汽温 θ_0 必然恢复到给定值。

分段汽温控制系统 将整个过热器分成若干段,各段之间设置一个减温器,分别控制各段的汽温,而使主汽温等于给定值的汽温控制系统。图3为两段汽温控制系统的原理图,各段控制方案均采用具有导前微分信号的双回路汽温控制系统。一般说来,分段控制系统的控制品质比一段控制要好。

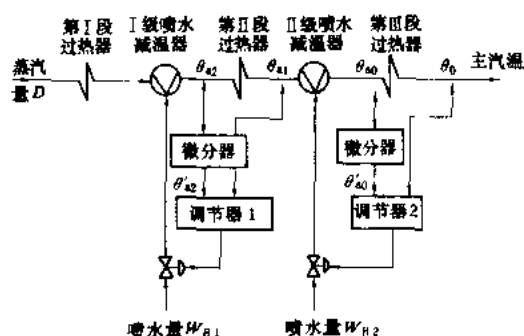


图3 分段汽温控制系统原理图

再热汽温控制的原则性系统 再热汽温的控制取决于锅炉的设计和结构,一般采用汽—汽加热器、烟气挡板、烟气再循环、摆动式燃烧器等不同方式(见锅炉汽温调节)。一般用烟气侧作为主要调节手段,喷水减温只在汽温超过限值时才参加调节或作为超温的保护手段。为了克服被控对象的滞后和惯性,更好地维持再热汽温,可引入空气流量或蒸汽流量作为再热汽温的导前信号。控制系统的原理示于图4。空气流量 V (或蒸汽流量 D)是再热汽温的一个导前信号,当它变化时通往再热器的烟气量或烟气再循环量与空气流量成比例的改变。这样,只要整定好函数变换器的参数,就可使再热汽温基本不变。而当再热汽温偏离规定值时,由再热汽温调节器进行校正。当再热汽温超温时,喷水调节器经执行器打开喷水调节阀以限制汽温的进一步升高。在一般情况

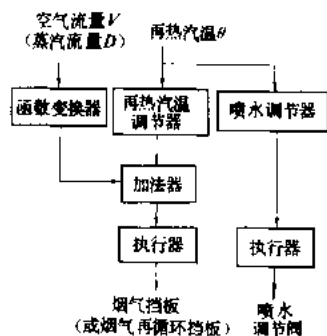


图4 再热汽温控制系统原理图

下,喷水调节系统不参加调温工作。

参考书目

谢麟阁等,自动控制原理,北京:水利电力出版社,1986

张法文,直流炉单元机组自动调节系统,北京:水利电力出版社,1986

qiwen qiya zhou lang

汽温汽压骤降 (abrupt drop of steam temperature and pressure)

运行中的锅炉蒸汽温度、蒸汽压力快速下降的事故。造成汽温、汽压骤降的原因是:①蒸汽流量骤然增加(汽轮机负荷快速增加或高压旁路突然开启);②燃料量突然降低(因制粉系统故障或燃料调节系统失灵燃料量突然降低);③锅炉严重满水;④炉膛熄火汽轮机未跳闸(见锅炉满水、炉膛熄火)。蒸汽量骤然增加所造成的汽压骤降直接影响锅炉水动力工况的稳定和水冷壁管材的安全性,会造成水冷壁管子传热恶化,管壁超温,汽温下降过快并过低时,易造成汽轮机水冲击。

事故现象及参数变化 蒸汽流量骤然增加,自然循环锅炉、控制循环锅炉出现:①锅炉压力快速降低;②汽压下降使饱和温度降低,蒸发受热面内的锅水因过饱和而放出热量,同时管壁金属也相应放出热量使部分锅水蒸发,锅水体积膨胀,锅筒、汽水分离器水位迅速上升。汽压下降如得不到控制,锅筒、汽水分离器水位过高导致停炉。③蒸汽温度快速下降,蒸汽温度下降过快或过低时将导致汽轮机停机。直流锅炉出现:①锅炉压力快速降低;②饱和温度降低和汽化潜热增加使过热点后移,蒸汽温度随压力下降而降低,蒸汽温度下降过快或过低时将导致汽轮机停机。燃料量突然减少,自然循环锅炉、控制循环锅炉出现:①锅炉汽温、汽压快速降低,负荷下降;②因给水和燃料比例严重失调,锅筒、汽水分离器水位上升;③蒸汽温度瞬间降低。直流锅炉与自然循环锅炉、控制循环锅炉相比汽压下降速度更快,幅值更大。

事故处理原则 蒸汽流量骤然增加时:①确认高压旁路应在关闭位置;②限制汽轮机负荷,维持锅炉汽压;③当汽温、汽压下降过快并已威胁到汽轮机安全时应立即打闸停机;④调整过热器减温水量,控制汽温;⑤自然循环锅炉、控制循环锅炉要控制好锅筒、汽水分离器水位,避免锅水体积膨胀引起的水位过高事故;汽温骤降后,注意随着锅水和金属释放热量的减少及汽化潜热的增加,蒸发量下降,汽温快速上升的过程,避免过热器超温;⑥直流锅炉应调整了燃料和给水量比例。燃料量突然降低时:①迅速降低汽轮机负荷,避免汽压降低过快;②查清燃料量降低原因,迅速增加燃料

量;③调整过热器减温水量,控制汽温;④调整给水量,自然循环锅炉、控制循环锅炉维持锅筒、汽水分离器水位,直流锅炉调整好燃料和给水量比例;⑤炉膛灭火时应立即停止运行,进行吹扫通风。

前置过滤器

前置过滤器 (prefilter) 设置在混合床前的过滤器。主要作用是除去凝结水中的金属氧化物和机械杂质,保护混合床中的树脂免受污染及延长混合床的运行周期。

前置过滤器的种类很多,如石英砂过滤器、覆盖过滤器、管式微孔过滤器、氢阳离子交换器、电磁过滤器等。20世纪50~60年代,使用石英砂过滤器的较多,设备中所装石英砂的粒径为0.8~1.2mm,层高为0.5~0.6m。70年代后,前置过滤器多选用氢阳离子交换器和管式微孔过滤器。

由于世界各国机组参数、容量和水处理技术发展的状况不一,热力设备的材质及加工工艺也存在差异,故对前置过滤器的设置,也有不同的考虑。如欧洲各国,机组正常运行时,混合床只带约20%的负荷,而全部凝结水通过前置过滤器,所以在凝结水精处理系统中,设前置过滤器的为多。而在美国,混合床设计有空气擦洗步骤,以去除树脂上的腐蚀产物和其他悬

浮杂质,因此有人提出,前置过滤器的设备费、安装费和运行费约等于混合床的费用,取消前置过滤器,就可使凝结水处理的总费用降低近一半,同时还可减少系统阻力0.1~0.15MPa,所以美国凝结水精处理系统中,设前置过滤器的较少。

覆盖过滤器 结构如图所示。它的工作原理是预先将粉状纸浆滤料覆盖在一种特别的滤元上,使滤料在滤元上形成一层均匀的微孔滤膜,故称“覆盖过滤”,当滤膜截留了一定量的悬浮物质,阻力增加到一定值时,设备停止运行,用压缩空气或“自压缩空气膨

胀法”将滤膜击破(也称爆膜),并将其排走,然后重新铺膜,再投入运行。我国在覆盖过滤器研制过程中,对其结构进行了不断的改进,如滤元材质从聚碳酸脂改为聚砒,后又改为不锈钢,滤元上的绕丝截面从圆形改为梯形等,滤料也从选料、加工方法及工艺等方面做了改进,从而使设备能较正常运行。

覆盖过滤器的缺点,一是操作较复杂。运行人员需密切注意机组工况的变化(尤其要特别注意凝结水量不能有很大的波动,更不能突然断水),否则易造成脱膜。二是很难避免纸粉进入混合床,影响混床的运行工况。甚至会透过混床,进入给水系统。三是运行费用较高。基于上述原因,目前已很少采用这种过滤器。

氢阳离子交换器 氢阳离子交换器作为前置过滤器时,多采用强酸阳树脂,树脂层高为600~1000mm,运行流速为90~120m/h,如能进行充分的空气擦洗和良好的再生,可取得满意的除铁效果,某厂的运行结果为,在进水含铁量为40~1000μg/L时,出水含铁量为5~10μg/L,平均除铁效率为82%。它还可以延长混合床的运行周期,改善混床的出水水质。

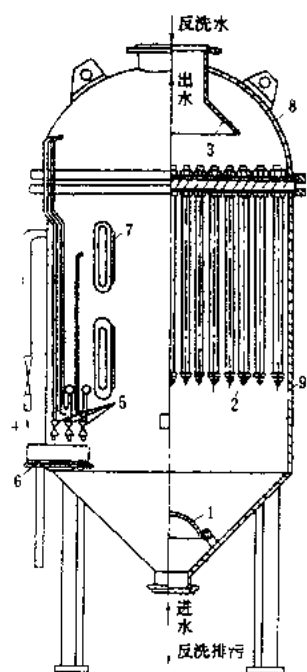
在选择氢阳离子交换器作为前置过滤器时,应单设体外再生罐,并自成系统,不要利用混床的再生系统,以免造成树脂混杂,影响出水水质。在前置氢阳离子交换器运行时,除了监督压降和含铁量外,还应监督出水电导和含钠量,防止阳床被氨饱和后大量排出钠,恶化混床进水水质。

管式微孔过滤器 结构与覆盖过滤器相近,但滤元一般有多组蜂房式管状滤芯组成,没有覆盖层,滤元长1~2m,直径为25~75mm,滤元骨架材料为打孔的不锈钢管,外绕聚内烯纤维,绕线孔隙度在用于凝结水处理时,一般选用5、10或20μm。管式微孔过滤器在某厂长达5年的运行中,设备未发生过问题。在机组启动过程中,当凝结水含铁量小于300μg/L时,进入过滤器处理,在此情况下,10μm滤元使用三年半后才更换。原设计规定,当过滤器压降大于80kPa或连续运行时间大于75h,应进行反洗,但实际上一个月才清洗一次,清洗前过滤器的压差仅30~40kPa。

电磁过滤器 凝结水中的腐蚀产物大部分具有铁磁性,特别是在机组正常运行且水汽系统加入还原剂时,更是如此,因此就有可能用电磁过滤器将其去除。

电磁过滤器借助于励磁线圈中直流电流产生的定向磁场,使滤层中的导磁基体磁化,再经磁化基体对水中磁性物质的吸引作用,将水中氧化铁等杂质吸着在基体表面,从而达到分离净化的目的。当过滤器的压差达到规定值时,设备停运,切断励磁电流去磁,用水和空气即可较容易地冲洗干净。

由于导磁基体不同和工艺不同,目前常用的电磁



覆盖过滤器结构示意图

- 1—水分配罩;2—滤元;3—集水漏斗;4—放气管;5—取样管及压力表;6—取样槽;7—观察孔;8—上封头;9—本体

过滤器有钢球型、钢毛型和钢毛、涡卷相匹配的复合型。后两种均称为高梯度电磁过滤器。用钢毛为充填层的电磁过滤器，由于钢毛丝径仅有几个微米到几十个微米，所以它在饱和磁场中能产生比钢球高约4倍的磁场梯度，这就使基体不仅能捕集铁磁性微粒，还能捕集顺磁性微粒，因而这种电磁过滤器对去除水中顺磁性氧化铁微粒的能力大大提高，它在机组冷态循环清洗阶段的除铁效率可达80%以上。

电磁过滤器具有设备启停快，操作维护简单，不消耗药剂和滤料等优点，但其投资较高，限制了它在凝结水净化中的应用。

qianzhi yureqi

前置预热器 (steam air heater; air heater)

提高锅炉空气预热器进口空气温度，防止产生低温烟气腐蚀的设备，也称暖风器。

低温腐蚀(见低温烟气腐蚀)多发生在燃料含硫量较高的锅炉尾部。为此，在送风机进口或出口风道上装设用蒸汽加热空气的暖风器，提高进入空气预热器的空气温度，使空气预热器出口的烟气温度与入口的空气温度的平均值大于烟气露点值，以避免或减少空气预热器低温端换热元件的腐蚀。

暖风器换热元件一般采用钢制矩形翅片椭圆管件，管中用低压蒸汽或乙二醇液体加热空气。根据空气预热器进口空气温度的需要，暖风器可采取一级或二级。二级布置是把暖风器分为两个独立部分，分别装于送风机进口和出口风道上。当夏季环境温度高时，装在送风机进口的一级可以从风道中拆除或将其旁路退出运行，以减少风道的阻力损失。暖风器的空气阻力一般不大于0.3kPa。

暖风器的加热蒸汽通常取自汽轮机的低压抽汽。在单元机组启动时，加热汽源可从相邻的机组或启动锅炉引接。进入暖风器的蒸汽量按进入暖风器的风量、风温来控制。暖风器的疏水引入专用疏水箱回收。

qiangxing li

强行励磁 (excitation forcing; field forcing)

当同步发电机的自动电压调节器测得电网电压低于某一设定值，通常为80%~85%额定值时，即输出阶跃信号，控制励磁系统使励磁电压迅速升至顶值的功能。用继电器实现强行励磁的，通常称为继电强行励磁。

强行励磁可以提高电力系统的暂态稳定性，有利于电网短路故障消除后系统电压的恢复，对减轻电网中发电机组的异步运行的影响和保证继电保护装置动作的正确性等起良好作用，是提高电力系统运行安全

性的一项经济而有效的技术措施。

强行励磁顶值电压越高，励磁电压的响应时间和响应比指标也越高。但是考虑到电机的绝缘强度及其造价和工艺等因素，强行励磁电压有一定限制。强行励磁时为了使发电机不致过热，强行励磁时间也有一定限制，其值与电流强励倍数有关，各国的限值也不一致，一般在10s到30s之间。中国国家标准规定：允许强励时间应不小于10s。

强行励磁倍数 是强行励磁状态下同步电机励磁系统所能提供的励磁电压、励磁电流与所对应的额定值之比。强行励磁时励磁电压顶值与额定电压之比称电压强励倍数(K_V)，允许励磁电流与其额定值之比称电流强励倍数(K_I)。

提高强行励磁倍数可以加快励磁电压的响应速度，有利于提高电力系统的暂态稳定性。由于各国电力系统情况不同，对强行励磁倍数的要求并不一致，一般在1.5~2之间。通常 K_I 与 K_V 相等。对于某些励磁系统为了高起始响应的需要， $K_V > 2$ ，但限于发电机转子绕组的热容量， K_I 仍按允许励磁电流加以限制。

自励式励磁系统运行中的强励倍数与电网故障形式有关。自并励系统的 K_V 是指电源为额定值，可控整流器全导通时励磁系统所能提供的电压与其额定值之比。对于串联自复励系统，为了维持自励条件，可按电网始端发生三相短路时能维持励磁电流非周期分量不衰减所需的电压强励倍数(被称为临界电压强励倍数)选取 K_V 。

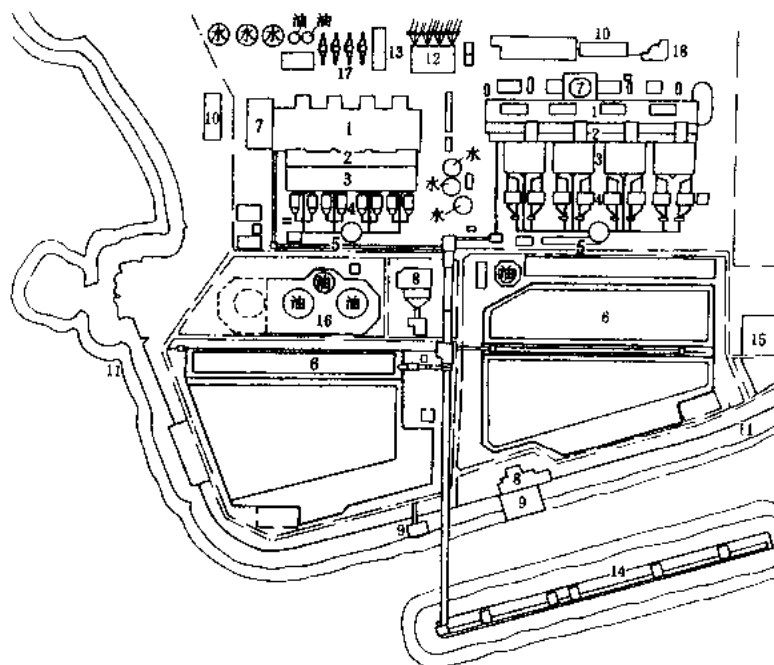
Qingshan Fadianchang

青山发电厂 (Castle Peak Power Station)

该厂是香港青山发电有限公司(青电)下属的主要燃煤、燃油发电厂。青电由美国埃克森能源公司和香港中华电力公司分别持有60%和40%股权。电厂位于九龙半岛西南部的屯门踏石角，包括A厂和B厂。A厂于1978年开始开山填海，1982~1985年建成4台350MW燃煤机组先后建成；B厂在1984年开始建设，4台677.5MW燃煤机组于1985~1989年分别投运。全厂总容量为4110MW，电厂外貌参见彩图插页第1页10图。

青山发电厂在建设挖掘山坡约900万 m^3 的花岗岩，并挖去海滩淤泥约150万 m^3 ，填海造地62万 m^2 。A厂与B厂紧邻布置，分别占地30万 m^2 和32万 m^2 ，电厂建有可供两艘14万t级煤轮停泊的码头，由5台总卸煤量5000t/h的卸煤机卸下，储煤场可储煤约100万t。煤场设有1台3000t/h悬臂式堆煤机，1台3000t/h堆取料机，1台2400t/h取煤机。电厂的灰渣部分用于制作水泥及砖，所余灰渣用水力输送到6km

以外的曾咀海旁的一个 60 万 m^2 的储灰场。电厂总建设费用约为 200 亿港元, 其中 A 厂占 60 亿港元, B 厂为 140 亿港元。电厂厂址平面布置见图。



青山发电厂厂址平面图

1—汽机房; 2—煤仓间; 3—锅炉间; 4—静电除尘器; 5—烟囱; 6—煤场; 7—控制楼; 8—海水泵房; 9—进水间; 10—行政楼; 11—冷却水排水口; 12—400kV 升压站; 13—132kV 升压站; 14—卸煤码头; 15—临时储灰场; 16—燃油库; 17—燃气轮机区; 18—训练及资料中心

电厂主设备锅炉为英国拔柏葛公司生产的亚临界压力自然循环再热锅炉, 汽轮发电机组由英国通用电气公司 (GEC) 生产供应, 主要参数见表。

青山发电厂主要设备参数

项 目	单位	A 厂	B 厂
锅炉最大连续蒸发量	t/h	4 台 1113	4 台 2096
汽轮机最大发电量	MW	4 台 350	4 台 677.5
汽轮发电机组最大输出电量	MW	4 台 328	4 台 635
汽轮机进汽压力	MPa	16.3	16.3
汽轮机进汽温度	°C	538	538
汽轮机再热蒸汽温度	°C	538	538
发电机出线电压	kV	18	23.5
最大输出电量时热效率 (当冷却水温为 25°C 时)	%	37.5	38.2

燃料主要用煤, 但也可用油。1996 年对 B 厂的 2、3 号炉进行改造, 使之也可燃用由龙鼓滩电厂来的天

然气, 使燃料供应更具弹性。

中华电力公司系统每日电力需求起伏甚大, A 厂和 B 厂每天有几台机组在晚上停机, 而在翌晨迅速启动。1992 年度 A 厂可靠性系数达到 94%, B 厂达到 93.8%, 保证了 A 厂和 B 厂净发电 80.43 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 和 151.74 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$ 。

全厂职工在 1998 年共有 780 人, 其中运行管理人员约 260 人, 检修、技术支撑及服务人员约 520 人。

电厂在建设前进行了风洞试验。为保证大气环境质量, 选用了除尘效率为 99.3% 的静电除尘器, 出口烟气含尘量不超过 $120\text{mg}/\text{m}^3$ 。B 厂的 4 管集合式烟囱高达 250m。采用优质低硫烟煤 (发热量 25.12~27.21 MJ/kg), 使二氧化硫排放量控制在 $3.8\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。为了控制氧化氮的排放, B 厂于 1991 年更换 4 台锅炉的燃烧器, 采用低 NO_x 燃烧器, 于 1994 年度完成后降低 NO_x 排放量 50%。

电厂于 1997 年底启用一个综合集水和节水系统, 以发挥用水效益, 最终使电厂达到零排放。废水经储存、处理及循环使用, 每年用水量可减少 100 万 m^3 , 或节水 50% 以上。

氢冷发电机的运行

(operation of hydrogen cooled generator) 与空冷发电机相比, 这种发电机除内部结构有重大变化外, 还增加了两套重要的外部辅助系统, 一是氢气系统, 二是密封油系统, 运行维护复杂。此外氢气是易燃易爆气体, 对氢气系统还必须有严格的防爆安全措施。以美国西屋 (Westinghouse, WH) 公司技术为代表的全氢冷技术是在转子一端设多级轴流式风扇, 定、转子为半轴向通风方式, 两端进风中间出风, 定、转子绕组以及定子铁芯均采用氢内冷方式。这种发电机有较好的运行可靠性, 300MW 发电机的强迫停运率可望达到 1% 以下, 但造价高, 运行效率偏低, 限制了它的发展。

氢气系统的运行 氢气系统由制氢站、储气罐、气体控制站、氢母管、氢气循环干燥器、惰性气体储气柜和母管、空气压缩装置和空气干燥器等装置组成。氢气系统的主要运行操作, 一是发电机起停前后的气体置换 (充、排气), 一是监视并保持氢气系统的正常运行

参数。

气体置换 氢与氧接触时,极易形成具有爆炸浓度的氢、氧混合气体。因此,在向发电机内充入氢气时,应避免氢气与空气接触,而必须经过中间介质进行置换。中间介质一般为惰性气体 CO_2 或 N_2 。充氢前先用 CO_2 或 N_2 从发电机机壳下部引入,驱赶发电机内的空气,当从机壳顶部原供氢管和气体不易流动的死角取样检验, CO_2 的含量超过 85% (若用氮气,则其含量应超过 95%,均指容积比) 后,停止充 CO_2 并开始充氢,氢气经供氢装置进入机壳内顶部的汇流管向下驱赶 CO_2 或 N_2 ,当从底部原 CO_2 母管和气体不易流动的死角取样检验,氢气纯度高于 96%,氧含量低于 2% 时,停止排气,并升压到工作氢压。排气时,先向机内引入 CO_2 或 N_2 ,用以驱赶机内氢气。当 CO_2 含量超过 85% (氮气超过 97%) 时,方可引入压缩空气驱赶 CO_2 或氮气,当气体混合物中空气含量达 95%,氢气含量低于 1% 时,才可终止向发电机内输送压缩空气。

运行参数监视 为保证发电机能达到制造厂规定的铭牌出力,运行中应保持氢气系统的各项运行参数在允许变动范围之内。氢气系统的运行参数包括:额定工作氢气压力,运行的最低氢气压力、机内氢气纯度、氢气湿度、漏氢量、冷氢温度等。对这些参数运行中应予以监视,并设置必要的越限报警装置和保护装置。

随着氢冷发电机工作氢压的提高,对机内氢气湿度的要求越来越严格。发电机氢气湿度一般用露点表示。美国 IEEEstd1129-1992 标准规定机内露点限值为 0°C ,中国行业标准 DL/T651-1998 规定机内露点限值如下表所示。

发电机内最低温度 ($^\circ\text{C}$)	5	≥ 10
发电机在运行氢压下的氢气允许湿度高限 (露点温度 $^\circ\text{C}$)	-5	0

但也有用绝对湿度表示的,例如中国国家标准 GB/T7064-1996 规定机内氢气湿度限值为 $4\text{g}/\text{m}^3$,运行实践表明,将机内氢气湿度控制在合理水平,对大型发电机的运行可靠性是有利的,特别是对避免定子绕组绝缘水平降低和缓解转子 18Mn-5Cr 系列护环应力腐蚀产生裂纹是有效的。

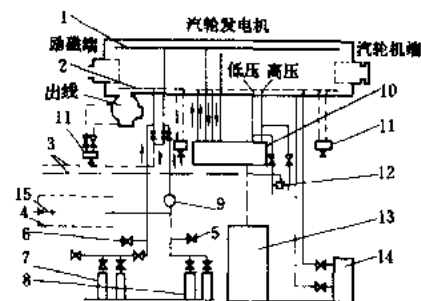
密封油系统的运行 密封油系统由密封油泵、密封油箱、隔氢装置、密封油压调节站和发电机本身的密封瓦组成。发电机上的密封瓦有单流环式、双流环式和三流环式等几种。美国西屋 (WH) 公司又在双流环式的基础上开发出新型的双环双流环式密封瓦,这种密封瓦具有密封性能好,耗油量少的特点。密封瓦的油路分为各自独立的空侧油路和氢侧油路。空侧油路工作油源由交流油泵从汽轮机主油箱抽来,由油、气压差调

节阀调节至所需压力,流经发电机两端密封瓦空侧油室,回油与发电机轴承回油混合后流经隔氢装置,再回到主油箱。氢侧工作油源由油泵从密封油箱中吸取,经油压平衡阀调节到所需压力,然后进入发电机两端密封瓦的氢侧油室,其回油流回密封油箱,是一个相对独立的密闭油路。油系统的运行一般包括两种方式:一种是发电机进行气体置换和升氢压阶段的变压运行;另一种是发电机正常运行后的稳压运行。

发电机正常运行时,应保持密封油系统的运行参数稳定。油系统的运行参数包括:密封油油质,密封瓦油量,密封瓦油压及允许偏差,密封瓦的进、出油温度等。对这些参数运行中应予以监测,并设置必要的越限报警和保护装置。

qirigqi xitong

氢气系统 (hydrogen system) 为保证氢冷发电机正常运行,向发电机充氢和排氢,并对关键参数进行分析和监控的所有设备和装置的组合。氢冷发电机的结构原理见发电机冷却方式,氢气系统的构成见图。



氢气系统简图

- 1— H_2 汇流管; 2— CO_2 汇流管; 3 向外排气管;
4—向水箱供 H_2 装置; 5— H_2 供气接口; 6 CO_2 供气接口; 7—储 CO_2 瓶; 8— H_2 储罐; 9—自动氢压调节器; 10—气体纯度自动分析仪; 11—浮子式检漏计; 12—发电机工况监视器; 13—监测控制柜;
14— H_2 干燥器; 15—可卸式连接管

充氢、排氢 充氢前先用 CO_2 (或氮) 赶走空气,再充氢取代 CO_2 。 CO_2 来自 CO_2 供气装置,经过减压进入机壳,从 CO_2 汇流管向上扩散,迫使空气从氢汇流管及向外排气管排出机壳。当在顶部取样分析 CO_2 的纯度大于 95% 时才停止充 CO_2 ,并开始充氢。有些电厂建有制氢站,有些电厂购买储氢罐。氢经供氢装置减压,并由自动氢压调节器调压进入发电机内的氢汇流管向下压走 CO_2 。分析氢纯度应在底部取样,当氢的纯度大于 95% 时,关闭排气阀,并升压到工作氢压。排氢程序与此相反。

监测控制 系统设有对氢压、气体纯度及氢温进

行监控的监测控制柜,并实现:①氢压经整定后由自动氢压调节器(机械式或电磁式)自动补氢,维持氢压,氢压过高或过低就自动报警;②氢的纯度会受到密封油中少量空气及潮气的污染而下降,可由补氢来维持96%~98%的正常纯度,并由气体纯度自动分析仪监控,如低于90%就自动报警;③冷氢温度要控制在40~16℃范围之内(依靠调节机壳内氢冷却器的水量而达到),机内设有温度开关,当氢温低于30℃或高于50℃时就报警。

运行时还有一小股氢气流过发电机工况监视器。当机内因局部绝缘过热而产生的超微粒子随氢流进入离子室并被吸收时,检测电流就开始下降,超限时即报警。

干燥 运行中一部分氢气借助于风扇压差通过氢干燥器,循环不息,使湿度低于规定值(低氢压机组为15g/m³,高氢压机组按厂家规定)。湿度过高,特别在停机时,容易结露,将危及绕组绝缘及转子护环的安全。停机时可利用排、补氢来控制湿度。

维护 在安装或检修后,必须对发电机及其氢系统用氟利昂F-12检漏,并作空气气密试验,以保证每日漏氢量低于气体总容积的5%。

当机内积有漏液并流入底部浮子式检漏计时,浮子应动作触发警报。

2. 氢气站

氢气站 (hydrogen plant) 向氢冷发电机提供合格氢气的设施。氢冷发电机在第一次启动(包括检修后)时需要充氢,正常运行时由于泄漏,需要不断补充氢气。

氢气来源 电厂所需氢气一般可由以下三种方式获得。

(1)由邻近工厂通过管道直接送来,电厂内只需设置足够容积的储气罐和必要的压力调节装置。适用于邻近工厂能连续提供数量和质量均能满足要求的氢气的电厂。

(2)用氢气瓶外购。适用于耗氢量不多、氢冷发电机台数较少的中小型电厂。

(3)自设制氢设备。中国大多数大中型电厂都采用这种方式。

制氢设备一般都采用电解水法,并多用中氢压电解槽,因其具有运行方便、可靠、电能消耗较低和电解槽体积较小等优点。

制氢设备的总容量宜按全部氢冷发电机的正常消耗量以及能在7天左右时间内积累相当于最大一台氢冷发电机的一次启动充氢量之和考虑。

储气罐容积 当由邻近工厂通过管道向电厂直接

送氢时,电厂内储气罐的总有效容积,根据邻近工厂的储氢情况和送氢管道的可靠程度确定,至少应能满足全部氢冷发电机4天左右的正常消耗量。当采用氢气瓶外购时,要根据运输距离和运输条件决定,一般储气罐和氢气瓶的总有效容积,以能满足全部氢冷发电机10天的正常消耗量和1台最大氢冷发电机的一次启动充氢量之和考虑。当自设制氢装置时,储氢罐的总有效容积,一般按全部氢冷发电机在制氢设备检修期间所需储备的正常消耗量与最大一台氢冷发电机的一次启动充氢量之和考虑。

站区建筑和布置 氢气站属有爆炸和排放易燃气体危险场所,厂房耐火等级不应低于二级,宜为单层建筑。所有配套的电气、采暖通风、控制仪表、消防和安全间距都需严格按防火、防爆要求考虑,并应采取防雷、接地和静电泄放等措施。

3. 取水设施

取水设施 (surface water intake facilities) 汲取地表水的取水构筑物,一般分为岸边式、河床式和低坝式等。

岸边式取水 沿水源岸边设立开敞式或进水孔式的岸边泵房的直接取水方式。由进水间和水泵间组成。进水间设有进水井、滤网井及吸水井;水泵间内装有水泵机组、各种辅助水泵和起重设备,并布置有值班控制室及检修场地。岸边泵房的位置和布置形式,应根据水源特征、地形和地质条件、取水量、水泵类型、施工条件等因素确定。

进水间 为保证水泵效率和正常运行,要求进水间水流扩散平稳,水流断面流速均匀,不产生表面漩涡及有可能吸入空气的凹陷涡。进水间一般一台水泵设置一个分格,每个分格的宽度及深度根据通过拦污栅及滤网的允许流速、水泵吸水口的要求及水泵间的合理布置确定。对建在含沙量较大、河床推移质较多河流上的岸边泵房,进水间需设置减少泥沙吸入并及时排除沉积在进水间各部位泥沙的设施。根据水源条件一般可考虑设置高、低位取水口,在洪水期关闭低位取水口,从含沙量及推移质较少的高位取水口取水;取水孔口的底槛高出河床,有条件时在进水口底槛上还可加设防沙叠梁。沉积在进水间中的泥沙及小石子利用专设的水泵或水力提升器排除。

在洪水期含有多种漂浮物的水源,需考虑以下防草措施:由侧面进水、避免因水流顶冲而增加漂浮物的进入;在经济合理的情况下尽量降低进口水流的流速;合理布置和选择拦污栅及旋转滤网的型式及规格。为提高滤网面积的有效利用,防止水中漂浮物可能冲洗不净而被带入围后,有的工程选用侧面进水型的旋转

滤网;个别电厂因河流水位变幅太大,也有将旋转滤网设在水泵房以后的。

水泵间 水泵机组一般有卧式和立式两类。大型火电厂的岸边泵房基本都采用立式水泵,以使泵房布置紧凑和降低地下结构费用。立式水泵的叶轮要求设置在最低水位下2~5 m,以满足水泵汽蚀余量的要求,防止吸水井水深不足时产生旋涡而降低水泵的效率,或因空气进入水泵产生严重振动。一般水泵间底板标高和滤网进水管的底板标高一致。见图1岸边泵房剖面图。

由于工程条件的不同,泵房的布置型式亦有差别。矩形泵房的结构和工艺布置比较合理,运行检修方便、有利于施工。对水位变化幅度较大,水中漂浮物和粗粒泥沙较多的水源,如中国长江水系上游、泵房采用筒形、并将进水管布置在泵房内部或外部。对开敞式取水的泵房,为便于使进水管和水泵的布置相对应,也可布置成半圆形。对个别电厂容量较小,水位变化幅度较大的工程,也可考虑采用淹没式泵房,通过水下廊道与陆地相连;在水位变幅不大、河床较平坦,最低水位时水深较浅,主流偏离岸边时,常将泵房建在河心,用引桥与岸边相接。

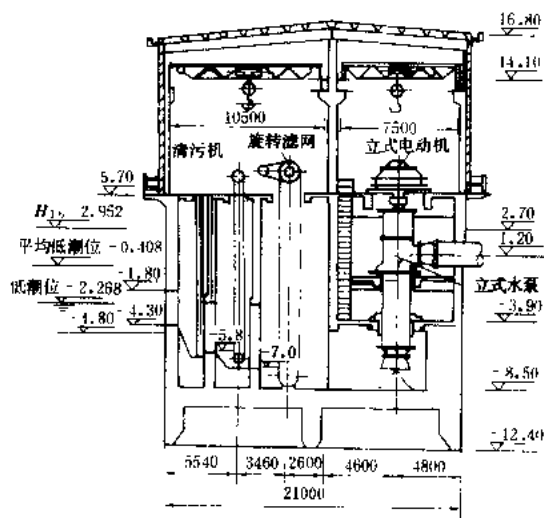


图1 岸边泵房剖面图

河床式取水 取水头部伸入河床取水并经引水管将水引入岸边泵房进水管内的取水方式。由取水头部、引水管和岸边泵房三部分组成(见图2)。

取水头部 一般采用位于最低水位以下,由侧面进水的淹没式取水口。具体根据风浪、漂浮物、水生

物、鱼类、水温的垂直分布,湿排水扩散层厚度,泥沙特性和河床的冲淤变化等条件确定。在取水处流速较大,水深较浅,含砂量较大及漂浮物较多的河流上,可选用非淹没式的桥墩式取水头部,其顶部高出最高水位以上。

引水管 连接取水头部和岸边泵房的输水管段。分自流引水管和虹吸引水管两种。根据不同的河床地形、水管埋深以及地质和施工条件选定。自流引水管应用较为普遍,在选用时应考虑管材和管内流速以避免

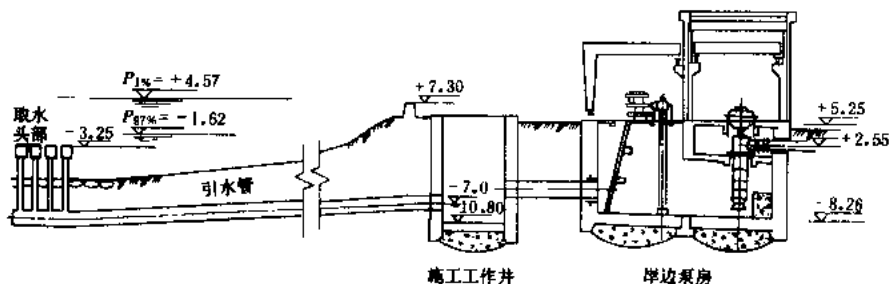


图2 河床式取水

产生淤积。虹吸引水管可利用虹吸作用以提高管道的埋置高程,减少土石方开挖量,适用于水下施工困难或管道通过堤坝时。引水管道采用钢管,以保证管路的严密性,并需配备抽真空的充水装置。

岸边泵房 设置在水源岸边,由进水管和水泵间组成的取水建筑物。除设有取水管头部、引水管、进水管外,与开敞式岸边泵房基本相同。

低坝式取水 当河流取水深度不够,或取水量占河流枯水期流量比例较大(30%~50%)时,需在河床修建低坝用来抬高水位并截留足够水量的取水建筑物。低坝式取水一般由拦河低坝、冲沙闸、进水闸及取水泵房等部分组成。拦河低坝一般为溢流型坝,洪水期可在坝顶溢流。冲沙闸设在溢流坝的靠近主河槽取水岸一侧并与进水闸或取水泵房相邻。根据河道情况,修建导流或整治设施,以确保取水构筑物附近不致发生淤积,并利用冲沙闸闸门的连续或定期排沙方式排除冲沙闸上、下游的堆积物,使主河槽保持在靠近进水闸一侧,以确保正常取水。

ou dixiashui sheshi

取地下水设施 (ground water intake facilities) 汲取地下水的取水构筑物。地下水取水设施类型一般有管井、大口井(包括辐射大口井)、渗渠和泉室等。

管井取水 管井是由井口、井壁管、过滤管和过滤器、沉沙管及提水设备等组成。通过机械钻孔成井。地下水从过滤器和过滤管的孔隙处流入管井内,再经提

升设备将水压送到储水池或用水点。

当管井的补给源充沛、透水性良好,且在厚度 60m 以上的中砂或粗砂的含水层中取水时,可采用分段取水,以节省投资和便于管理、维护。

管井过滤器类型的选择可根据含水层的岩性选用单层填砾、双层填砾过滤器、缠丝过滤器及骨架过滤器。

管井的提升设备通常采用离心式深井水泵,也可选用潜水电泵或压缩空气提升。

管井单井出水量一般在 $1000 \sim 8000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

大口井取水 以沉井或大开挖施工成井。其汲水方式有通过井底进水,井底、井壁同时进水或井壁加辐射管等方式进水。大口井的深度不宜大于 15 m,其井径根据水文地质条件、设计取水量、抽水设备布置和便于施工等因素确定,一般为 5~8m,不宜大于 10 m。

当含水层的厚度在 5~10 m 时,一般都采用完整井,如条件许可,尽量做成非完整井,使井底距不透水层不小于 1~2 m,以使井壁进水孔堵塞后井底仍可保证一定的进水量。

大口井井底反滤层宜做成凹弧形,设 3~4 层反滤层,两相邻反滤层的粒径比宜为 2~4。井壁进水孔的反滤层可分设两层,用于中砂或更粗的含水层中的无砂混凝土大口井井壁的透水性能、阻砂能力和制作要求,通过试验或参照相似条件下的经验确定。

大口井的单井出水量一般在 $1000 \sim 10000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

辐射井为大口井的衍生型式。由大口井和沿径向设置的单层或多层辐射管组成,一般常用于中砂、粗砂地层。

辐射井设在岸边集取河床渗透水时,选在河床稳定、水质较清、流速较急、有一定冲刷的直线段和含水层较厚、渗透系数较大的地段。当辐射井远离河流或湖泊时,选在地下水位较浅、渗透系数较大、地下水补给充沛的地方。

辐射管的直径常用的有 100~250 mm。其管长 10~150 m,当集取无压水时设置多而短的辐射管,当集取承压水时宜采用少而长的辐射管。管材采用钢管,进水孔开孔孔隙率一般为 15%~20%,最多可达 25%~35%。

辐射井单井出水量为 $4000 \sim 10000 \text{ m}^3/\text{d}$,也有高达 $30000 \text{ m}^3/\text{d}$ 的。

渗渠 开有进水孔的管道埋设于河床或河滩下,由河底至管道设置一定截面的人工滤层形成渗渠,用以截取渗透水和潜流水。

根据含水层厚薄、透水性能、河床潜流水与岸边地下水的补给关系以及施工、检修等条件渗渠可以平行于河流、垂直于河流或平行与垂直组合布置。

渗渠人工滤层,在河滩下集取地下水或潜流水时,

滤层的层数和厚度根据含水层颗粒分析资料选择,一般采用 3~4 层,总厚度以 800mm 左右为宜,上厚下薄,上细下粗;在河床下集取河床渗透水时,为便于清洗翻修,不宜埋设太深,当渗渠埋深较浅,人工滤层有被冲刷可能时,应考虑防冲措施。

渗渠出水量一般受季节变化影响较大,枯水期为丰水期的 50%~60%,或者更小。为了解决枯水期渗渠产水量不足,往往在渗渠下游筑坝抬高水位,或采用修建拦河闸或地下潜水坝等技术措施以增加渗渠产水量。

泉室 引取泉水的方式根据泉水出露的条件、覆盖层的厚度、泉水流量的变动幅度、各泉水之间的水力联系情况和地质地貌特点确定,可采用围池、泉室、引水廊道、管井或虹吸集水等类设施。引取泉水的设施宜采用集中配置。应有进行长期动态观测的测流装置。

qushui gouchuwu shigong

取水构筑物施工 (water intake structure construction)

取水构筑物由取水头和引水管路两部分组成。取水头常用浮运下沉法施工,引水管常用水中沉管法、顶管法或盾构法施工。

取水头施工 取水头有钢质取水头和预制钢筋混凝土取水头。一般从水上浮运到安装位置,再下沉、就位与固定。大容量机组的取水头体积大,重量重,制作拼装场地通常选择在紧靠河滩边缘,利用滩地的自然坡度设置滑道,以便制成后滑移下水。滑道是由钢轨、枕木和设在钢轨上的滑车组组成。取水头构件制作完成后,在滑车组上进行拼装组合成型。

水上浮运有气垫法、浮筒或浮箱法、构筑物自身封闭浮运法等几种。一般宜尽量用自身封闭浮运较为经济。取水头的下滑入水,对整个浮运、沉放与安装至关重要。下滑前,要在取水头钢壳四侧相对称处,各划上等同的刻度线,以便于观察结构物在水中的浮力与密封状况;要设置带有刻度的结构轴线定位标杆和标高测杆,供定位与下沉工作中控制用。当气象条件适合,且在取水头滑入水中对密封程度测定正常后,即可开始浮运。浮运是靠动力船只或卷扬机拖运到预定水域,再由两艘作业船牵引取水头四侧的稳定钢丝绳,由经纬仪配合进行控制定位。初步定位后,拆除封板进水下沉。待下沉到达标高后,由潜水员在水下进行最后的校正、连接与固定工作。最后在内部用水下浇筑混凝土法回填混凝土到规定的高度。

引水管施工 有水中沉管法、顶管法、盾构法等几种施工方法。

(1)水中沉管法:将已组合成段的引水管用起重船



吊运或用驳船组扛抬到要求的水面位置后,利用管件自身重量灌水下沉,待各段管线在水下校正位置后,再进行管段间的连接施工,及与取水头的连接。水中沉管前,先把管线范围内以及附近的回淤泥砂清理干净,以保证管段能顺利沉放到规定的位置和高程上。水下连接的主要施工步骤是:对拉→拉合→接头连接→锁定→拆除封头。在连接前,先由潜水员进行水中测量和检查胶垫的接触情况,待完全符合要求后,再紧固接口螺栓与锁定工作。90年代以来玻璃钢管已在许多电厂中使用,它具有抗海水腐蚀、接头施工方便、重量轻的特点。管路敷设完成后,最终在各条管路之间与管路外侧,进行抛填石的加固工作。

(2)顶管法:一般用在水泵房设在江河防汛堤内的引水管施工。利用已施工的水泵房外墙和内部进水管间作为工作坑和受力后靠座,工作坑内设有数个长行程液压千斤顶连成环状的顶座、油泵系统和中心轴线测量控制台等。管线前端引路的工具管,内部装有削土机械和控制方向用的小型千斤顶组,可随时配合测量数据进行纠偏。如引水管线较长,超过工作坑内千斤顶的总力时,可根据阻力计算的大小,在管段中部均衡设置几套短行程的千斤顶组,进行接力顶进,称为中继法。顶进工作需连续进行,一般不应停止或间断。否则,土与管壁间的摩擦阻力会随时间的增长而增大。到位后和取水头连接。

(3)盾构法:在地表面以下暗挖隧道的一种施工方法,其深度可达很深而不受地面建筑物和交通的影响。当引水管直径较大(如4m以上)、距离较长、河床土质较差时采用盾构法。盾构法是一项综合性的施工技术,盾构本身只是进行土方开挖和预制衬砌片安装的施工机具。它还需要其他施工技术条件配合施工。这些条件主要有:衬砌片的预制;工作竖井的建造;隧道内运输;有些工程尚需进行地下水的降低;配合施工的量测;施工区域的布置等。盾构是由壳体、推进系统和拼装系统三部分组成。它除能自行挖土外,以自身的液压千斤顶为作用力,作用于已拼装完成的隧道衬砌结构上所产生的反作用力,使盾构不断地向前开辟出空间。当空间深度够一节衬砌环的宽度时,停止推进,进行钢筋混凝土弧形衬砌管片的拼装工作。管片拼装是用设在盾构中部支承环上的举重臂,附带一辆拼装车架来进行的。拼装成环后,盾构再继续向前开挖。待整条隧道管片拼装完成后,再浇筑一层混凝土内衬。整条隧道每隔一定距离就设置一道变形缝橡胶垫圈及氯丁橡胶止水带。在衬砌环背后要进行压浆填充衬砌与地层间的空隙,以防止地表沉降与隧道周边变形。它还可改善衬砌结构的受力状况和地下水的侵蚀。80年代后期的盾构法施工不再采用和取水头对接方式而改在已建成

的隧道顶部若干位置上分别采用垂直顶升法顶升出一段法兰短管和临时封头,再由潜水员下水在其上安装钢质导流环和拦污网。到需要通水时再由潜水员下水打开临时封头通水。

qushui sheshi

取水设施 (water intake facilities) 汲取地表水或地下水的取水构筑物。为满足火力发电厂用水需要的取水设施有取地表水设施和取地下水设施两大类。取地表水设施一般有岸边式取水设施、河库式取水设施和低坝式取水设施等型式;取地下水设施有管井取水、大口井取水和渗渠取水等型式。

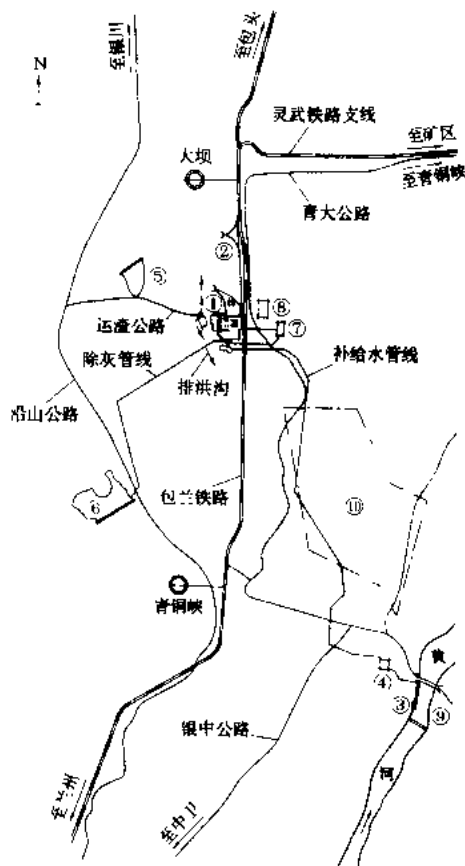
取水型式选择 取水设施的选择应根据水源特征、取水量、施工条件、自然地形、工程地质和水文地质条件及水利和航运等因素确定。对取地表水,如河岸坡度较陡、岸边水流较深、河道中漂浮物和冰凌不严重且岸边地质条件较好,可采用岸边式取水设施;当河床较稳定、河岸平坦、主流距岸边有一定距离、岸边水深及水质不能满足要求,可采用河床式取水设施;对于枯水期流量小、水浅、不通航小型山溪河流,可采用低坝式取水设施。对取地下水,对于地下水含水层系砂层、砂砾、砂卵石层及岩石裂隙、岩溶含水层等且含水层厚度较大,层厚一般超过15m的水源地可采用管井取水;当地下水含水层透水性佳、厚度较薄的砂层、砂砾、砂卵石层的水源地,可采用大口井取水;如河库或河滩下含水层厚度小于5m,表土覆盖不大于2m可采用渗渠取水。有泉水露头,且覆盖层厚度小于5m,可采用泉室取水。

取水设施位置选择 取地表水的取水设施应考虑河水水质、河库及地形,工程地质条件,上、下游建、构筑物的影响,污水排出口,冰凌和施工条件等因素确定。当取水区段河床变化较大,流态复杂,或泥砂、漂浮物含量大,或河道整治措施复杂,上、下游建构筑物多时,取水建筑物的位置应通过物理模型试验确定。对取地下水取水设施的位置应根据水文地质条件、取水量、施工开采条件等因素选择。尽量靠近电厂或补给源,与其他水源地相互干扰较小,在河滩地及河道中修建地下水取水建筑物时,应分析河岸和河床的稳定性,并应考虑防止冲刷的措施。

取水设施的设计应解决取水建、构筑物的防冰、防砂、防漂浮物和防水生物等问题,还应考虑河道的冲、淤变化和确保河滩水源地的稳定性,有必要时应修建河道防护工程。

当施工条件困难,布置受到限制,建设速度较快且分期建设在经济上不合理时,通过论证,取水设施可按规划容量一次建成,设备分期安装。

总体规划必须与城市或工矿区的规划协调统一，并充分考虑和当地工矿企业协作，有条件时，可将码头、铁路支线和编组站、公路支线、给排水、污水处理、



1-电厂厂区;2-电厂车站;3-岸边补给水泵房;
4-补给水净化站;5-渣场;6-灰场;7-电厂生活
区;8-施工生活区;9-某水电站;10-规划新市区

总体规划,一般在比例为 $1/50000\sim 1/5000$ 的地形图上进行,表现的重点内容主要是厂区位置、方位、占地面积、与周围工矿企业的关系,以及与铁路、公路下线的接交点,水运码头的位置,出线走廊的走向和宽度、水源地和取水建筑物的位置,供排水管线的路径和长度,灰场布置,防洪排涝设施,电厂生活区及施工区的位置、面积等。在可行性研究阶段,须初步估算总的占地面积。有条件时,可以对厂区总平面布置做出规划,并提出比较精确的占地面积和有关的指标数据。

针对上述问题,随着配备凝结水净化的直流锅炉的广泛采用和对给水纯度要求十分严格的核电厂的发展,以德国为主开发了基于不同机理的汽水系统化学—氧化性水化学方式。(见加氢处理)

R

raniao dianchi

燃料电池 (fuel cell) 将燃料与氧化剂的化学能通过电化学反应直接转换成电能的发电装置。燃料电池理论上可在接近 100% 的热效率下运行, 具有很高的经济性。目前实际运行的各种燃料电池, 由于种种技术因素的限制, 再考虑整个装置系统的耗能, 总的转换效率多在 45%~60% 范围内, 如考虑排热利用可达 80% 以上。此外, 燃料电池装置不含或含有很少的运动部件, 工作可靠, 较少需要维修, 且比传统发电机组安静。另外电化学反应清洁、完全, 很少产生有害物质。所有这一切都使得燃料电池被视作是一种很有发展前途的能源动力装置。

机理 和其他电化学电池相同, 燃料电池由正极、负极和两极之间的电解质构成; 但又不同于别的电池, 它的反应物质(燃料和氧化剂)是分别储存并按要求供给电极的, 且电极和电解质要不因反应而变化, 以保证电池能持续工作。图 1 给出了燃料电池的原则性装置示意。燃料和氧化剂分别供入两个和电极相邻的腔室, 在分隔电解质—电极的表面, 在催化剂参与情况下进行氧化(与氧分子结合)和还原(去除氧分子)反应。反应结果形成离子 A^- 和 B^+ , 而后再结合成反应的最

终生成物 AB , 并放出(或吸收)热 Q 。燃料氧化反应时释放电子使阴极上形成过剩负电荷; 在阳极上, 由于氧化剂还原反应的结果形成过剩正电荷。在闭合外接电路时, 在其内就出现可完成有效功 E 的电流。总的反应式可表示为 $A+B=AB+Q$ (反应热) $-E$ 。通常单个燃料电池可建立电压 1~2V, 因此燃料电池多成组使用。

电极和电解质的组合是燃料电池的关键, 但还须配备一个能以合适的纯净方式和适当速度和压力供给燃料和氧化剂的器件, 还需要有能合理组织反应物质分子的吸附和电离过程以及导出电子和反应产物、反应热的设施。所有这些部件的组合就是燃料电池发电系统, 它是一个自平衡和有自制力的装置。

发展简史 1839 年美国物理学家 W. R. 格罗夫 (William Robert Grove) 建立了第一个燃料电池, 它是供氢和氧到内置于硫酸的两个铂电极而得到的。而燃料电池的名称则是 1889 年由蒙德 (Mond) 和兰格 (Langer) 首先采用的, 他们用了一个和格罗夫相似的装置在每平方厘米电极表面上获得了约 0.2 A 的电流密度。此后, 由于发电机的问世使人们对燃料电池的兴趣推迟了约 60 年。第二次世界大战后, 对发展实用燃料电池和大规模生产电能的电池的兴趣有了急速增长。由于新技术发展提供了条件, 军事和空间项目的需求, 以及为了减少电厂和内燃机所造成的大气污染, 50 年代后期起燃料电池的研究开发工作得以加速。1959 年剑桥大学的 F. T. 培根 (F. T. Bacon) 和 T. C. 弗罗斯特 (T. C. Frost) 以氢作燃料、氧作氧化剂建立起 6kW 的燃料电池装置, 有了一定突破。此后展示出的多种类型的燃料电池都表明是可正常运转的, 其中的一部分已被改进成实用系统。被直接用作燃料电池燃料的, 主要是氢气、天然气、煤气、甲醇、联胺和一些碳氢化合物; 用作氧化剂的主要是氧、空气和氟等; 用作电解质的主要有酸、碱、熔盐、固体金属氧化物、质子交换聚合物等; 使用的催化剂主要是铂、钯、银、镍、钨等。近代燃料电池多以金属和碳为电极, 并制成多孔状, 以扩大反应面积, 此外还采用了在低温下用催化剂提高反应速率等技术, 使之更趋实用。

类型 主要有表列的四种类型。

燃料电池的类型

	质子交换膜型 (PEM)	磷酸型 (PAFC)	熔融碳酸盐型 (MCFC)	固体氧化物型 (SOFC)
电解质	质子交换膜	磷酸	锂钾混合碳酸盐	用氧化钇稳定的氧化锆
运行温度, (°C)	80	200	650	1000
电荷载体	H^+	H^+	CO_3^{2-}	O^{2-}

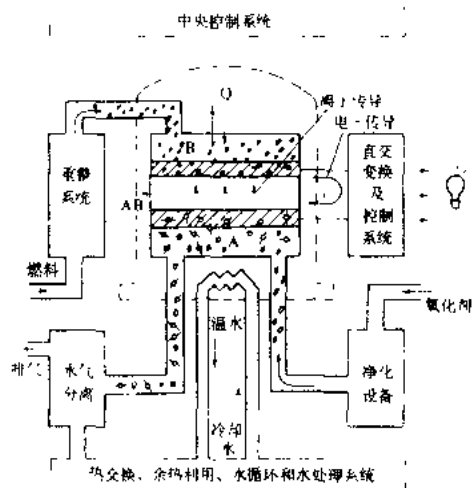


图 1 燃料电池装置系统图

续表

	质子交换膜型 (PEM)	磷酸型 (PAFC)	熔融碳酸型 (MCFC)	固体氧化物型 (SOFC)
电解质状态	固态	固化液体	固化液体	固态
电池硬件	碳基或金属基	石墨基	镍钢多孔体	陶瓷
催化剂	铂	铂	镍	钙钛
共生热量	无	低	高	高
效率(%), LHV	<40	40~45	50~60	50~60

用途 上述四种类型的燃料电池, PEM 运行温度低, 主要用于居民、商业和运输工具上。1997 年, 加拿大有一台 250 kW 样机, 正在示范试验中。其他三种则可发展成较大规模固定型发电设施。

PAFC 为最成熟的技术, 已有第一代商用产品。到 1999 年为止, 成套的 200 kW 发电装置在美、欧、日已有 160 多台, 运行 4 万 h 以上的业绩。(参见彩图插页第 15 页 26 图)。PAFC 也可为居民提供热水和空调热力。其发电效率超过 40%。

MCFC 正在示范试验。美国已有 250 kW 和 2000 kW 的示范电厂, 并有 1 MW 和 8 MW 的开发计划。由于运行温度为 650℃ 左右, 因此可用在联合循环上, 此时其余热可进一步用于发电。利用余热后, 总热效率可增加到 85%。

SOFC 为最前沿的燃料电池技术。由于采用全固体的陶瓷结构, 因此稳定可靠。目前正在进行 160 kW 示范机组试验和 250 kW、2 MW 联合循环开发。SOFC 运行温度高, 使用燃料类型灵活, 联合循环时性能好, 易于跟踪负荷变化。与 MCFC 一样, SOFC 可有 60% 发电效率, 85% 总热效率。

MCFC 和 SOFC 还可以同煤气化技术相结合, 成为整体煤气化燃料电池 (IGFC) 电站, 例如 IGMCF 电站或 IGSOFC 电站。

图 2 为整体煤气化熔融碳酸型燃料电池 (IGMCF) 联合循环发电系统示意图。煤气净化后供到 MCFC 的阳极上, 而空气和 CO₂ 的混合气则通到阴极上。MCFC 在 650℃ 左右运行, 其热废气驱动燃气轮机和汽轮机发电。美国能源部计划在 2000 年左右使此种装置的效率达到 50%~60%, 2015 年左右达到 70%。

燃料电池的另一种用途是用于蓄能。

英国国家电力公司 (NP) 计划于 2001 年在迪考特 (Didcot) 电厂中设置一台利用燃料电池蓄能的大型设备, 其蓄能能力为 120 MW·h, 出力为 15 MW, 这是 NP 公司继 5 kW、20 kW 和 100 kW 燃料电池以后的第

四代。计划与气候有关的再生型发电能源 (如太阳能、风能) 联合使用, 以平衡其出力; 或用于小型孤立电网或地区, 以提高其供电安全性, 并可以“无电源启动”

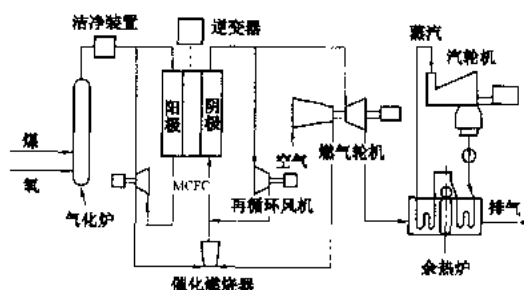


图 2 整体煤气化 MCFC (IGMCF) 联合循环发电装置系统示意图

此种燃料电池的电化学过程, 与大型的可充电的蓄电池相仿, 可以在低谷负荷时充电, 在高峰负荷时放电。与蓄能电站相比, 后者需要有合适的地理条件; 与大容量的铅酸蓄电池相比, 则在造价上有竞争力, 其投资可降到 100 英镑/(kW·h) 及以下。

再生式燃料电池是在常温和低压下运行的, 其系统见图 3。两种电解质分别流经 FC 的质子导电膜的两侧。在电解质两端加上电压, 电解质改变其状态而成为“充电”。充电的电解质经过 FC 储在箱内。在“放电”时充电的电解质流回 FC, 并产生电流。

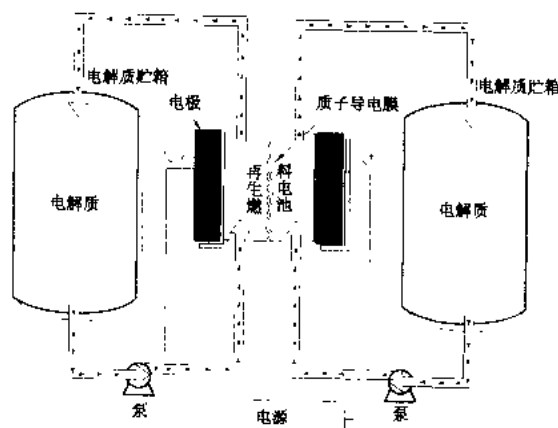


图 3 再生燃料电池系统图

展望 1998 年全世界生产商每年约可生产燃料电池 60 MW。随着生产规模的增大, 燃料电池电厂的造价有可能从 2000~3000 美元/kW 降到 1000~1500 美元/kW。

由于 SOFC 采用陶瓷技术, 在大型化时需要解决堆积化等技术以及高温型热交换器等问题。关于 IGFC 技术, 则要解决煤气精制技术以及 FC 对杂质特性的研究。

目前生产 PEM 的, 有加拿大 Ballard 公司等。生



产 PAFC 的, 有美国的 (IFC Corp.), 日本东芝公司等。研究开发 MCFC 的, 有美国 FC Energy Inc. 和 M-C Power 等。开发 SOFC 的有西门子-西屋公司等。

商用的 MCFC 和 SOFC 电站有望在 2000 年后不久实现。第一座由天然气为燃料, 出力可达 20 MW, 然后扩大到 50MW~100MW; IGFC 也将逐步得到发展。随着分散发电技术的应用, FC 技术在 21 世纪将有极大的发展。

ranliao guanli

燃料管理 (fuel management) 为保证火力发电厂正常发电和供热, 不断提供数量充足、质量符合要求、价格相对合理的化石燃料(煤、油、气等)而进行的管理工作。燃料是火力发电的基本原料, 其费用占发电成本的 60%~80%。燃料是商品, 在保证质量的前提下, 要通过比价, 采购价格较低的燃料, 这是火电厂降低发电成本的主要手段。保证燃料供应的数量及其质量对火力发电厂至关重要。为了预防燃料供应中断, 电厂应合理储备一定数量的燃料, 特别是在远离矿区的电厂更应有较多的储备。燃料应符合锅炉的设计和实际燃烧状况的要求, 做到定质供应。为保持燃料供应的稳定性, 有些燃料依靠进口的国家, 采取来自几个国家和地区的燃料, 以减少因战争、罢工或其他危机造成的影响。也有些有燃料资源的国家, 为保存本国资源, 在一定条件下, 宁可从国外进口燃料。不论哪种情况, 对燃料质量的要求都必须严格把关。中国的火力发电厂强调立足于用国内燃料, 但实行社会主义市场经济后, 在沿海地区的发电厂, 选用进口燃料也具有竞争力。不论燃料的来源如何, 作为燃料管理中的计划、订货、调运、验收、储存、防火、掺配、输煤以及统计、核算等内容基本相同, 因此燃料管理是全过程的管理, 每个电厂都必须结合本厂特点编制燃料管理制度, 并实现计算机管理信息化。

燃料计划的编制 根据预订的年度发电量(考虑新机组的投运电量)和供热量计划和新机组的设计供电、供热标准煤耗率或老机组上年完成的实际煤耗水平及燃料的发热量, 计算出年度需要的燃料量, 同时应将新机组启动调试需要的燃料、计划检修后启动需要的燃料、燃料运输和储存损耗以及电厂为维持生产所需要的其他燃料计入在内。根据年度计划燃料量, 尚应编制分季度计划, 以便督促检查, 均衡供应。

燃料的订货和调运 燃料的订购是燃料管理的中心环节。在电厂规划设计中, 已确定了燃料供应来源, 并根据燃料的特性资料作为锅炉或燃机的设计依据。为此, 必须争取订购到与设计相符的燃料, 同时要熟悉矿源燃料的产量和质量、运输方法和运输能力, 包括港

口中转能力, 以便做好各阶段各时期的采购和运输, 并由供、运、需三方签订供货合同。如因各种客观因素而不能取得设计燃料时, 也必须选用和订购与设计燃料基本相符和在设计允许变动范围内的燃料, 否则, 应经过试烧并取得主管运行总工程师的批准后才可选购。

燃料的验收 对入厂燃料的数量和质量必须经过准确的检验和验收, 不符合合同质量要求的燃料, 应拒收, 数量不足时, 经公证后索赔。经铁路运输的入厂煤, 采用轨道衡或检尺量方计算煤量, 船舶运输的以吃水深度计算煤量, 汽车运煤时, 用地中衡计算煤量。对入厂的燃油或燃气, 也应根据来油来气的方式进行计量。用于计量燃料量的设备, 应经过国家批准的法定计量部门定期鉴定, 并按照产品使用要求做好维护管理工作, 以保证计量的准确性。对燃料质量的检测, 应按现行的国家或行业标准进行采样、制样和试验分析, 对于新的和较特殊的煤种还应进行“煤灰成分分析”和“着火特性”、“燃尽特性”、“结渣特性”的试验与判别(见煤质分析)。

燃料的传送、储存和掺配 为保护燃煤传输设备不致遭受外力损坏, 一般应在系统的前部合适部位设置“四块分离装置”。电厂的储煤场地, 应根据当地的气候特点, 设置防暴风暴雨的设施(如干煤棚)。如有多种燃料入厂且特性不尽相同时, 则应分堆存放并有明显的标记或编号。在这种情况下, 应研究不同燃料合适的掺配比例和掺烧方式(可采用在煤场掺混、在原煤仓掺混或分仓进不同煤种等方法)。对易于自燃的煤种, 最好的办法是尽快烧掉, 加快场地存煤的周转; 对需堆存较长时间的燃料, 应采取压实、封存等措施, 并注意测量煤堆的温度, 防止煤炭自燃。对存放油燃料的地区应专门划定, 并严格执行有关防火及消防的规定。

向锅炉输煤和对用煤的统计、核算 一般电厂都是用带式输煤系统将储煤场的原煤送至锅炉原煤斗中。在这一系统中应设置破碎机及除铁装置以及入炉煤的计量和取样装置。对大型火电机组应实现分炉计算燃煤量, 要求在此系统的煤计量装置有一定的精确度并能正常使用。对燃煤量的统计、核算应做到分机组、分值进行初算, 再定期的按入厂煤和盘整场地的实际存煤量、实耗煤以及发供电量进行决算, 努力缩小电厂经营煤耗与技术煤耗的差别, 体现燃料管理工作的科学水平, 为节能降耗做出贡献。

ranliao zhiliang guanli

燃料质量监督 (fuel quality supervision)

指对火力发电厂日常生产所用燃料(煤、燃料油、燃料气)质量的监督、检测及管理, 是火电厂化学监督的组成部分。燃料质量直接影响锅炉运行的安全经济性,



尤其是煤炭,不仅成分复杂而且极不均匀。发电燃料质量管理范围应包括从商品煤的采购进厂开始直至入炉前的燃料管理监督工作。具体分为进厂燃料的采购、质量验收、使用和储存中的管理、入炉燃料的质量监测等内容。它可为锅炉设计和运行、检验燃料供货质量、准确计算发电煤耗等提供必要的依据。

采样 按国家技术标准从燃料中采取具有代表该燃料平均质量的样品。对固体燃料、液体燃料和气体燃料,有不同的采样方法。

固体燃料 因输煤方式不同有皮带上采样、运输工具顶部采样、煤堆上采样和管道中采样等四种。其中入厂的商品煤一般是由火车、汽车、轮船等运输工具,从煤矿直接运至电厂,因此入厂商品煤一般在运输工具上进行采样;部分商品煤样也可在供需双方认可下,在煤堆上进行采样。对于从电厂煤场运至锅炉燃烧的所谓入炉煤,一般在运煤皮带上采样,部分情况下也可在制粉系统管道中采取煤粉样。可利用带有刮板采样头的机械采样装置在皮带上采取煤样;或利用带有槽式采样器的机械采样装置,在皮带端部落流中采取煤样。

无论何种机械采制样装置都要满足如下技术要求:机械采制样系统应由采样器(头)部分、給料输煤部分、破碎部分、缩分部分、弃样处理部分、系统防堵塞设施和控制系统等基本单元构成;采样器应能采到完整子样,采样周期可以随煤流量及其波动自行调节或人工调节,采样布点及采样深度可控制为随机和系统两种方式;落煤流采样器横过煤流的速度不应过快(建议不大于1.5 m/s)而影响采到完整断面的样品;皮带中部采样器的运动速度不低于皮带速度;給料输煤部分应保证給料均匀和系统密封;破碎部分应能保证出料粒度合格、通道畅通及破碎后的煤样除粒度外,其他煤质特性不发生改变;缩分部分应无缩分系统偏差,缩分精密度不大于0.37 P合格,缩分比可以调节;弃样处理部分应将弃样送至不再被采样的位置;整个系统无系统偏差,采样精密度应达到 $P=\pm 1\%$ (干基灰分)、水分损失率不大于1%,可适应最低全水分为10%。各部分之间的出力要匹配;各部件尤其是破碎部分、缩分部分和管道等要易于清理;如遇破碎软硬度超出设计范围的异物时,系统具有保护措施;控制系统除一般的起停控制外,应能保证第一个子样的采样时间、质量或位置随机选择;保证缩分器转速或二次采样器动作频率随采集原始子样数变化而调整,以保证缩分无系统误差;按质量基采样方式时,应根据上煤量自动调整采样次数;具备当样品量较大时可以手动或自动调整給料机喂料速度的功能;具备在异常情况(如过电压、系统过载、空转等)下的停机保护功能;最好具

备系统故障自行诊断功能。

运输工具上采样,由人工或机械设备在火车车厢顶部采样,视煤炭品种可按斜线五点循环法或斜线一点法在煤表层0.4 m以下采取煤样;汽车上采样可按斜线法采样原则进行;轮船采样可在卸煤过程中转化在皮带上采样,或在卸煤开始、中间和将近结束时,在轮船煤仓露出表面用人工或机械采样。管道中采样,主要有中间储仓式制粉系统和直吹式制粉系统中煤粉的采样;前者利用活动式采样管在旋风分离器至煤粉仓的管道中采样,后者利用自由沉降采样器在落粉管道中采样,若需精确采样,可用抽气采样器等采样。

因不同粒度煤炭的密度和化学成分各异,故对制样有其特殊要求。制样就是对所采集的样品进行减小粒度和减少质量,并保持原始样品的代表性,使其符合试验室要求的过程。它包括破碎、过筛、掺合和缩分。试验室常用的缩分方法有:①堆锥四分法,按规定把样品堆成锥形并压平。取其相对两个扇形体作保留样,此法运用于粒度不小于13 mm煤样的缩分;②机械缩分法,常用的有二分器和旋转式缩分机,它适于粒度小于13 mm煤样的缩分;③棋盘式缩分法,煤样摊成一定厚度,并划分成长宽相等的若干方格,而后从每个方格中取出少量煤样掺合成一个样品,此法适于粒度在3 mm以下煤样的缩分。

液体燃料 因燃油所处的状态不同,液体燃料采样分静态采样法和动态采样法两种。静态采样法,系指在静止燃油中采样,如利用加重底的笕式采样容器沉入储油罐、船舱中采取油样。动态采样法,系指在流动燃油中采样,如入厂输油管道中的燃油和炉前油泵出口管道中燃油的采样。

气体燃料 由于气体中待测组分各异,含量大小不等,故有集气瓶法和储气瓶法之分。集气瓶法系利用两端带有活塞而体积较小的玻璃采样管收集气体,适用于待测组分含量小的样品。储气瓶法系利用容积较大的容器收集待测气体,此法又分为湿式储气瓶法和干式储气瓶法,前者用饱和盐水为封闭液进行采样,适用于待测组分不易溶解于封闭液的气体;后者则预先抽真空后采集气体,适用于待测组分易溶解于封闭液及不能立即分析的气体的采样。

检测 燃料检测可分为现场监督试验和试验室试验。因生产过程要求不同,即使是同一种燃料,其检测项目也有所差异。

检测项目 现场监督试验项目:入厂煤一般按煤品种每批采样和检测。检测项目有全水分、工业分析(水分、灰分、挥发分和固定碳)、发热量和硫分。对同一品种煤的硫分,至少每个月检测一次。入炉煤则要求每班采样并检测全水分,依据各班上煤量加权平均的



全水分作为每值入炉煤的全水分；每值则分析按各班煤量加权制成的综合煤样的工业分析、发热量和硫分。检测中全部采用相应的国家标准或行业标准方法，精密度好、准确度高。对液体燃料，检测项目有水分、密度和黏度等；对气体燃料，有水分、密度等。对于新建或扩建火电厂，煤质试验室为保证锅炉设计还需要增加试验项目，对固体燃料，增加试验项目有元素分析、灰的化学成分和灰的高温黏度特性、燃料性能、磨损指数、可磨指数、腐蚀特性、游离二氧化硅、煤灰比电阻、结渣特性等；对液体燃料，有发热量、灰分、凝固点、闪点、硫分和机械杂质等；对气体燃料，有发热量（直接或间接测定）、硫分。随着电力生产的发展要求，现场监督试验项目和试验室试验项目有所增减，通常前者测定项目包括在后者之中。

检测方法 燃料测定方法按测定原理不同分为经典化学分析法和仪器分析法。经典化学分析法是以被测物质的特殊化学反应为基础的分析方法，主要有重量分析法和容量分析法。重量分析法有依据加热试样而质量发生变化的工业分析、元素分析中的测定碳、氢所采用的利比希（Libis）法、测定硫所采用的硫酸钡沉淀法、测定碳酸盐、二氧化碳所采用的碱性物质吸收法、测定灰中二氧化硅的动物胶凝聚法等等；容量分析法有克达尔（Kjeldahl）定氮法，测定灰中常量元素（铁、铝、钙、镁）的EDTA络合滴定法等等。仪器分析法是以物质的物理和化学性质为基础的分析方法。在燃料分析中常见的有红外线法测定碳、氢，热导法测定氮，哈氏（Hardgrove）和全俄热工研究院（BTI）可磨指数测定仪测定煤的可磨性，氧弹热量计法测定发热量，原子吸收光谱法测定煤灰中硅、铝、铁、钙、镁、钛、锰、钾、钠等元素含量。气相色谱法测定燃料成分，以及仪器法测定灰熔融特性和灰渣高温黏度等。随着科学的发展，核技术和微波技术也逐步应用于测定燃料的各种物化特性。

值得一提的是涉及煤炭计价的发热量指标测定所用的热量计，从1996年开始，由于市场竞争涌现出许多种技术含量高、分析速度快而准的新型仪器。特别是在1997年原电力工业部举行热量计入网检测后，热量计的分析速度和准确度有了更大提高，相继出现了自动定温内筒水的自动量热仪和无水快速量热仪，其性能指标接近国际先进水平。但这种检测仍须采样并制出分析样品后才能进行测试。因而不能及时提供煤质数据，而影响入厂煤煤质验收、入炉煤实时监测和及时指导锅炉燃料调整，给火电厂带来了不安全因素和经济损失。因此在实现电煤采样机械化的同时，需要加紧研制开发在线或旁线煤监测仪表以适应电力工业迅速发展的需要。因此煤质的在线监测仪越来越受到人

们的重视。许多先进工业国家已研制出各种类型测灰仪并推广使用，收到了提高产品质量和增进经济效益的效果。我国也在研制开发和试用推广。

煤的灰分监测仪国内外普遍采用核技术，应用核技术监测煤中灰分的方法归纳起来有下列几种：双能 γ 射线穿透法、60KeV γ 射线散射法、电子对法、天然辐射法和中子活化法等。在国外有英国研制的单射线源的费斯1、Ⅱ、Ⅲ型 γ 射线测灰仪，日本、澳大利亚生产的双射源测灰仪和俄罗斯研制的反射式厢内测灰仪，最近美国GAMM-Metrix公司推出的以热中子为放射源的在线元素分析仪器等。其中同位素测灰仪主要用于洗煤厂监控洗精煤质量，个别也用于监控蜂窝煤厂配煤掺合料，但适用范围局限于单一煤源。中国的某些火电厂从德国Bethold公司引进了LB420测灰仪。

发电用煤质量监测的一项重要指标是水分。应用于水分在线监测仪的方法有红外吸收法、电导法、电容法和微波法，后两者在工业较常用。尤其是微波法更为常用，此处还有中子法。如美国GAMM-Metrix公司的在线元素监测仪、德国Bethold公司LB354微波测水仪。

由于火电厂煤质混杂的特殊性，因此缺乏可供选用的适合火电厂煤种多变特点的在（旁）线监测仪表，这使得许多火电厂不得不沿用速度较慢的传统分析方法。

燃料储存与保管 固体燃料要按品种不同分开组堆存放，年轻煤要有防止自燃的措施，如压实或覆盖无烟煤粉、煤灰等，并随时监测煤堆内部温度变化情况。燃油也要分类存放于专用储油罐中，不得任意掺混，样品要及时化验，防止氧化变质，并注意防火、防爆、防漏。

燃煤混配 为使锅炉可靠运行，确保燃料燃烧的某些性能稳定而进行的一项燃料制备工作，也称配煤。需依据锅炉燃用煤种的煤质，并结合输煤方式、储煤条件，通过试验确定不同品种煤的混配比例；配煤煤质指标按锅炉燃烧要求而定，通常选用灰分（或发热量）、挥发分或灰熔融性温度。

此外，还要制定有关规程、方法、制度以及绘制有关图表，整理各类试验数据，建立与健全有关档案资料，总结计算煤质的经验公式，建立完善煤质量管理体系。

一个完善的煤的质量管理系统应基本具备完善和落实火电厂设计阶段燃料供应计划、煤场混堆及合格的燃料供应系统及煤质专家咨询系统等功能。

（1）完善和落实火电厂设计阶段燃料供应计划。发电用煤的采购供应计划应在锅炉设计阶段就加以落

实。设计阶段要求根据煤质特性、供煤能力、运输能力和经济可行性落实电煤来源,尽量保证电厂投运后可以用上设计煤,使电厂在运行时处于主动地位。目前在电厂筹建阶段存在的为保证工程项目上马而选择质量虽好但供应不可靠的煤源的做法应当杜绝。

(2) 煤场混堆及合格燃料的供应系统。对于由于受市场或其他原因而使得实际用煤与设计用煤差距较大时,为达到保证煤炭质价相符维护电厂合法利益,保证燃料质量稳定供给、保证锅炉机组高效运行和环境保护的目标,应该做的事情:其一是分煤矿煤种快速检测入厂煤质量,达到初步或较准确地判明煤质是否达到合同要求,并通过准确检测煤质确定是否接收该批煤或如何对不合格煤进行退货拒付或价格折扣。其二是不同质量的人厂煤应达到锅炉要求煤质,这在一定程度上需要将入厂煤在进入煤场时进行混配。符合锅炉设计要求的入厂煤可直接进入原煤仓;或者采用合格煤源与不合格煤源分堆存放,然后在煤场混合成成品堆,保证入炉煤煤质达到锅炉设计需求。当然混配后结果是否满足要求,需要对混配后的入炉煤进行快速实时监测,入炉煤的监测结果可以通过计算机优化计算混合比例反馈给煤场指导配煤。同样对锅炉燃烧情况、大气污染排放等的监测结果也可以通过计算机反馈指导煤场配煤。要完成这一任务就需要在卸煤前或卸煤中及时了解来煤质量,由于来煤量大,若采用常规的采制化手段得到煤质资料需要数天时间是不现实的,而需要快速监测设备的协助来完成。通过混煤可以知道混配比例情况,则可以拟合标准曲线来解决混合煤的质量快速检测中遇到的仪器无法标定问题。

(3) 煤质专家咨询诊断系统。进行上述工作还需要煤质对火电厂系统影响的专家诊断系统来指导。即建立煤质特性与热力系统关系与煤炭供应经济可靠性的专家咨询诊断系统,以达到燃料采购、供应、机组运行以及对设备寿命影响等系统的有机结合,形成大规模的应用体系,保证大型火电机组的可靠性经济运行。

conglong

燃气轮机 (gas turbine unit) 将气体压缩、加热后在透平中膨胀,把其热能转换为机械能的旋转式动力机械。简单循环的燃气轮机由三大主要部套压气机、燃烧室、燃气透平及控制与保护系统、润滑油和液压油系统、空气过滤器和消声器、燃料系统、起动装置等附属设备组成。燃气轮机作为一种动力机械,主要用于航空和发电,也可用于机车、汽车、坦克、舰船等领域。

工作原理 单轴简单循环燃气轮机的工作原理如图1所示。压气机从大气吸入空气,经绝热压缩,压力

和温度升高;压缩后的空气进入燃烧室,与由燃料喷嘴喷射出来的燃料进行混合和燃烧,产生高温燃气;高温燃气进入透平,经过绝热膨胀做功,推动透平转子转动;膨胀做功后燃气的温度和压力都降低,然后直接排入大气。由此,完成了把燃料的化学能转化为机械能的工作全过程。透平发出的功率约有2/3消耗于压气机对空气进行压缩,其余的1/3成为燃气轮机输出的机械功,用来带动外负荷(见燃气轮机热力循环)。

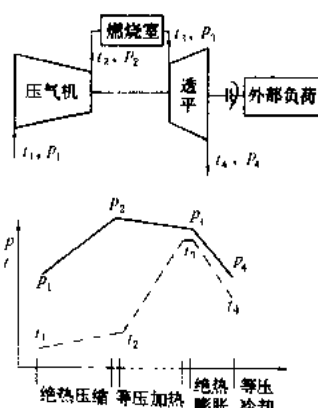


图1 单轴简单循环燃气轮机的工作原理

和温度升高;压缩后的空气进入燃烧室,与由燃料喷嘴喷射出来的燃料进行混合和燃烧,产生高温燃气;高温燃气进入透平,经过绝热膨胀做功,推动透平转子转动;膨胀做功后燃气的温度和压力都降低,然后直接排入大气。由此,完成了把燃料的化学能转化为机械能的工作全过程。透平发出的功率约有2/3消耗于压气机对空气进行压缩,其余的1/3成为燃气轮机输出的机械功,用来带动外负荷(见燃气轮机热力循环)。

主要性能 燃气

轮机的额定功率是指在规定的ISO条件下(15℃, 0.1013 MPa, 60%相对湿度),燃气初温 t_3 为额定设计值,进排气压降为制造厂规定值时,发电机轴端的连续输出功率。

影响燃气轮机性能的因素 主要有:空气温度、湿度、厂址海拔高、入口压降和排气压降,燃料品种,喷入蒸汽,以及抽出空气等。

空气温度 温度越高,空气密度越小,质量流量越小,燃气轮机的功率越低。图2表示GE公司MS7001型机组进气温度对功率、热耗率、耗热量和排气流量的影响。

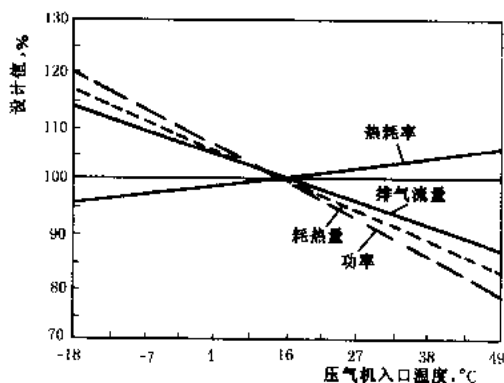


图2 进气温度的影响

空气湿度 湿空气的密度小于干空气。空气湿度对功率和热耗率的影响如图3所示。

厂址海拔高 海拔越高,空气密度越小,使机组功率成比例减小,而热耗率与其他循环参数则不受影响。图4表示厂址海拔高对功率的修正曲线。

入口压降和排气压降 在压气机入口或余热锅炉

出口设置过滤器、消声器、蒸发冷却器或热交换器,将增加系统压降。对 GE 公司 MS7001EA 型机组,其影响值大致如下:每 1 kPa (10mbar) 进口压降,使功率减少 1.42%,热耗率增加 0.45%,排气温度增加 1.1℃。每 1 kPa 排气压降,使功率减少 0.42%,热耗率增加 0.42%,排气温度增加 1.1℃。

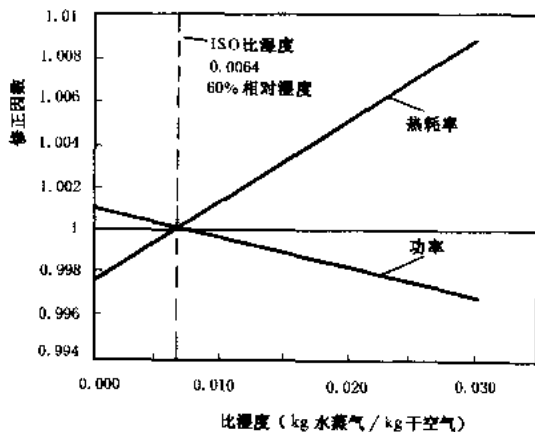


图3 空气湿度的影响

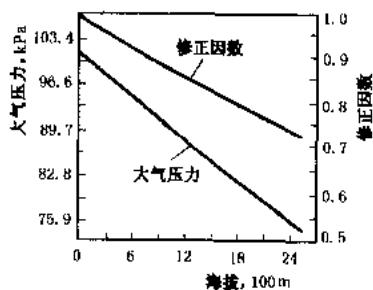


图4 海拔高的修正曲线

燃料品种 与液体燃料相比,天然气中的甲烷有较高的氢/碳比,燃烧产物内有较多的水蒸气,比热也较大,因此燃用天然气比燃用油类可多发 2% 左右的功率。对于气体燃料,如其发热量低于天然气时,为了发出必须的功率,燃料的质量流量必须增加。由于质量流量的增加,使燃气轮机的功率增加,如图 5 所示。

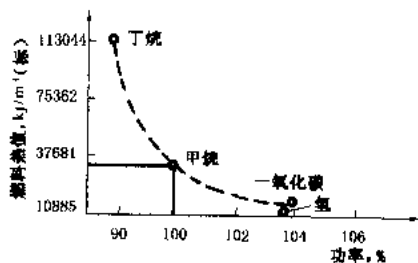


图5 燃料热值对功率的影响

喷入蒸汽 为了控制 NO_x 的排放,往往在燃烧室

头部喷入蒸汽或水。图 6 表示 GE 公司 MS7001EA 型机组在喷入蒸汽时对功率和热耗率的影响。

抽出空气 当需要从压气机出口抽出空气供其他用途时,每抽出 1% 空气将使功率减少约 2%。

改善燃气轮机性能的措施 一般说,当燃气轮机电厂的厂址、燃料、循环方式决定以后,机组的性能已经决定。当需要加大功率时,根据技术经济比较,可采用蒸发冷却或冷冻器以降低压气机入口气温的办法,或在燃烧室前喷入蒸汽的办法。

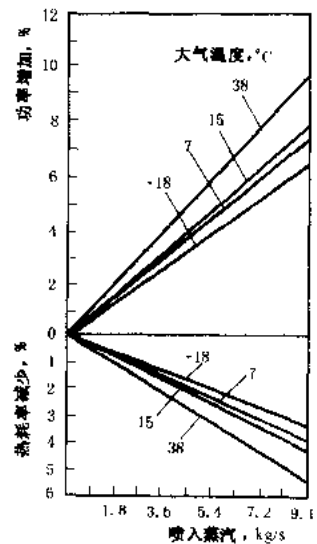


图6 喷入蒸汽对功率和热耗率的影响

类型 燃气轮机

的类型很多。一般按结构轻重程度可分为重型和轻型两类;按循环方式可分为简单循环和复杂循环两类;按轴系可分为单轴系和多轴系两类;从循环开闭型式又可分为开式和闭式两类。

重型和轻型燃气轮机 重型燃气轮机的部件较厚重,设计时考虑较长的检修周期和使用寿命,不计较其自身重量,并能燃用轻油、柴油、重油和天然气等多种燃料(见燃气轮机使用的燃料),常规的发电用燃气轮机(参见彩图插页第 29 页 58 图)属之。轻型燃气轮机以航机改型的机组为主,它是利用航空发动机做燃气发生器,推动动力透平驱动外负荷的装置。在设计这种航机改型的燃气轮机时,力求降低单位输出功率的重量,其检修周期和使用寿命均较短,但改型后寿命可适当增长。因航机的输出功率有限,为了满足大功率发电的需要,往往由数台航机共同推动一台动力透平,或数台动力透平串联,共同驱动一台大功率发电机。轻型燃气轮机的起动速度很快,通常,不到 2 min 便可从冷态起动到带满负荷,故可用作紧急备用电源。

简单循环和复杂循环燃气轮机 在简单循环燃气轮机中,工质只经历由绝热压缩、等压加热、绝热膨胀和等压放热四个过程组成的简单热力循环,而完成把部分热能转化为功的任务。该燃气轮机只有压气机、燃烧室和燃气透平这三大能量转换部件。为了提高循环的效率和比功,可采用较复杂的热力循环,例如:在压缩过程中采用一次或二次中间冷却,为此要增设空气中中间冷却器;在透平膨胀过程中对燃气进行再加热,由

此增设了再热燃烧室;此外,还可采用回热器来回收排气余热。这类复杂循环燃气轮机的结构比较复杂,因此应用较少。

单轴和分轴燃气轮机 单轴燃气轮机是把压气机、透平和发电机串联在一根轴系上。分轴燃气轮机是把压气机和发电机分开,分别由两台透平驱动,形成两个轴系;采用复杂循环时,为适应中间冷却或中间再热的需要,压气机和透平分成高压段和低压段,并采用多轴结构。

开式和闭式燃气轮机 以空气为工质时,进入压气机的空气取自大气,透平的排气也排入大气者,称为开式燃气轮机。如果燃气轮机(外燃式)的工质在封闭的系统中循环,称为闭式燃气轮机。在相同的初温和压力下,闭式燃气轮机有较大的单机功率,但系统复杂得多,它所包含的工质加热器相当于一台加热工质的锅炉,不仅体积大,而且耗费大量耐高温的合金钢,尤其是燃气初温要受到钢材许可温度的限制,因而在发展过程中,除核能燃气轮机外,已逐渐淘汰。

总之,简单循环的开式燃气轮机具有重量轻、体积小、设备简单、起动快、自动化程度高等特性,已获得广泛应用,但目前还只能燃用液体或气体燃料,尚不能直接燃用煤。某些简单循环燃气轮机发电机组性能的代表性数据列于表中。

简史 中国早在12世纪就有走马灯的记载,这是世界上最早以燃气为动力使转子旋转的装置。20世纪初,在汽轮机发展初期,也曾有人试图制作燃气轮机,但都无实用价值。直到1939年,瑞士制成第一台用于发电的燃气轮机,容量为4 MW,效率为18%。从此,燃气轮机的发展进入实用阶段。

50年代,在燃气初温受限制的情况下,许多厂家研究开发了多种效率较高的复杂循环燃气轮机、闭式燃气轮机以及自由活塞燃气轮机。但60年代以来,随着叶片冷却、高温材料、空气动力学和制造工艺等基础技术的发展,开式简单循环燃气轮机的热效率和运行可靠性不断提高,致使其他型式的燃气轮机被逐渐淘汰,即使热效率可与柴油机媲美的自由活塞燃气轮机,也于70年代停止了生产。

目前,发电用大型燃气轮机已得到大量应用,技术迅速发展,单机容量已提高到300 MW等级,投运的最大机组达260 MW;燃气初温每年提高10~20℃,现已达1427℃,热效率达36%~41.57%。

由燃气轮机和汽轮机组合而成的燃气-蒸汽联合循环机组经过多年研究改进,已经成熟,70年代以来开始大量应用。最近又出现燃气轮机配余热锅炉,产生的蒸汽直接回注燃气轮机的燃烧室和动力透平中间级的循环方式(见程氏双流体循环),可使机组功率和效

某些燃气轮机发电机组的性能

性能参数 \ 型号	PG6561 (B)	PG9171 (E)	PG9351 (FA)	PG9391 (G)	V94.3A	GT26	701F	701G	Trent
发电机功率(kW): 基本 尖峰	39620	123400	255600	282000	255000	265000	270300	334000	51190 53310
净热耗率(LHV): 基本 [kJ/(kW·h)] 尖峰	11297	10653.5	9756.9	9115.2	9318.7	9382.4	9419.4	9103	8679.9 8549.2
净热效率(LHV): 基本 (%) 尖峰	31.87	33.79	36.90	39.49	38.51	38.37	38.22	39.55	41.57 42.11
压比	12.0	12.3	15.4	23.0	17.0	30.0	17.0	21.0	34.5
透平第一级动叶前的燃气温度(℃)	1104	1124	1288	1427	1310	1235		1427	1227
转速(r/min)	5133	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
空气流量(kg/s)	139.7	403.7	623.7	684.9	640.9	561.6	650.9	737.1	150.2
排气温度(℃)	532	538	609	583	577	640	586.1	587.2	426.7

率大幅度提高。目前,联合循环发电装置的可用率已达85%~95%,效率为56%~58%,一台燃气轮机带一台汽轮机的联合循环机组的容量已超过390 MW。

中国采用燃气轮机发电始于1960年,先后引进了2台6 MW列车电站和1台50 MW发电机组,以原油和重柴油为燃料。1973年到1976年间,先后引进了MS5000系列快装式发电机组10台,以轻柴油为燃

料,在电网中作为调峰和紧急备用机组。80年代又陆续从英、美、法等国引进一批燃气轮机和联合循环机组,目前,中国燃气轮机和联合循环机组的总装机容量已接近6000 MW(未计入港澳台地区数字)。

60~70年代中国制造厂家开始自行设计和制造燃气轮机,生产过少量兆瓦级及以下的小型燃气轮机发电设备,并仿制了6 MW和23 MW燃气轮机发电设

备。80年代后期,南京汽轮电机厂与美国通用电气公司合作,生产了MS6000系列燃气轮机。同时还推进航机陆用,把航空发动机配置动力透平,驱动发电机发电。有些油田还采用这种机组建立了小型热电厂。

燃气轮机的技术派系 目前世界范围内生产燃气轮机的厂家很多,就重型燃气轮机而言,技术派系的代表性厂家有美国的通用电气公司(General Electric, GE)和西屋电气公司(Westinghouse),欧洲的西门子公司(Siemens)和ABB公司(Asea Brown Boveri),其中西门子公司与西屋电气公司已经合并成为Siemens/Westinghouse动力公司,暂时仍然生产具备各自特点的燃气轮机。原先生产西屋公司燃气轮机的日本三菱重工(Mitsubishi Heavy Industries)将继任西屋公司的技术传统,有可能成为该技术派系的代表。就航机改型的轻型燃气轮机而言,主要技术则继任所属航空发动机制造厂的特点,其代表性厂家有美国的GE公司,普惠公司(Pratt-Whitney)和英国的Rolls-Royce公司。

(1)通用电气公司燃气轮机的特点:整体式结构,除MS9F和9FA型外,均在燃气透平侧的热端输出功率。除MS9E型外,一般均采用双轴承支承方案。压气机和透平转子则采用外围拉杆式结构。燃烧室均采用逆流式分管型结构。透平的级数一般均为3级,采用长柄式动叶结构,以减少叶片对轮盘的传热。高温部件均用空气冷却,9H型机组中透平的第1、2级静叶则改用蒸汽冷却。日本日立公司、东芝公司、意大利新比隆(Nuovo pignone-Turbotecnica)公司、法国EGT公司均属GE派系。

(2)Siemens公司燃气轮机的特点:整体式结构,均在压气机侧的冷端输出功率。双轴承支承方案。压气机和透平转子采用中心拉杆式端面齿传扭的盘鼓式结构,燃烧室一般采用多燃烧器的圆筒型结构,V94.3A型机组则改用陶瓷环型燃烧室。透平一般采用4级,以便提高效率。高温部件均用空气冷却。日本富士公司,意大利安莎多(Ansaldo)公司均属Siemens派系。

(3)ABB公司燃气轮机的特点:整体式结构,均在压气机侧的冷端输出功率。双轴承支承方案。压气机和透平转子均采用盘鼓式的焊接结构。燃烧室一般采用多燃烧器的圆筒型结构。在GT24和GT26型机组中则改为再热循环方案,前后两个燃烧室均改用多燃烧器的环型结构。相应地把单转子压气机的压比增高到30。高温部件均用空气冷却,透平一般为4级。日本川崎重工属ABB派系。

(4)西屋公司燃气轮机的特点:整体式结构,在压气机侧的冷端输出功率。双轴承支承方案。压气机转子采用外螺栓连接的盘鼓式结构,透平转子采用外围拉

杆式有端面齿的盘鼓式结构,透平级数一般均为4级。采用逆流式布置的环管型燃烧室。高温部件均用空气冷却,但在G型机组中燃烧室的过渡段改用蒸汽冷却,以提高透平的进口温度,有利于提高机组的性能。日本三菱公司、意大利菲亚特(Fiat)公司属西屋派系。

鉴于GE公司有航空工业作为技术后盾,其燃气轮机技术发展得比较快,因而,各著名燃气轮机制造公司都与航空发动机制造厂合作,引进技术,促使产品更新换代,如Siemens公司与美国Pratt-Whitney公司合作,西屋公司和ABB公司与英国的Rolls-Royce公司合作,这是燃气轮机研究、设计与制造新体制的发展趋势。

发展趋势 在中国,火电机组中煤电占据主导地位。为了改善环境,必须尽力提高热效率,同时着力开发洁净煤电发电技术,其中,整体煤气化联合循环和增压流化床联合循环等,无不要求开发更为先进的燃气轮机。为此,对燃气轮机提出更高的要求,例如:改进高温部件的冷却技术,研制性能更好的高温材料,研究采用高温陶瓷材料和渗铝、铬与陶瓷涂层等复合工艺,以求提高燃气初温和效率,并进一步提高单机容量。目前世界上有好多厂家正在进行以初温1500℃为目标的新一代燃气轮机(G型和H型机)的研制工作,包括高压比、高效率、大容量的压气机;研究因增大压气机和透平的容量而带来的叶片和转子的强度和振动等问题,以期各种联合循环的综合热效率、发电成本和环保质量,都能凌驾于传统的蒸汽动力发电技术之上。

80年代以来,燃气轮机单机功率和热效率都有很大提高,特别是燃气-蒸汽联合循环渐趋成熟,再加上世界范围内天然气资源的进一步开发,燃气轮机在世界电力生产中的地位已发生了根本性的变化。据统计:1998年在21个欧洲国家新投产的发电机组中,以天然气为燃料的燃气轮机及其联合循环的占81%;在北美也有类似情况,显示了燃气轮机发展的美好前景,下一世纪,它将成为火电生产的主力机组。

此外,燃气轮机直接燃用超净煤粉(或水煤浆)的研究,以及配合高温气冷反应堆而开发的氦气闭式燃气轮机的研究也都值得注意。世界上已有一些国家利用岩洞储气,把燃气轮机作为储气蓄能机组用于调峰,其最大单机容量已达300MW。为了促使燃气轮机及其联合循环的发展,美国制订了1992~2001年先进燃气轮机系统(ATS)计划,总目标是:①把共用事业规模的联合循环效率提高到60%以上(LHV);②小型工业燃气的机效率提高15%以上;③电价降低10%;④NO_x排放低于 9×10^{-6} ,不需要燃烧后排放处理;⑤CO、C_mH_n排放小于 20×10^{-6} ;⑥提高燃用多种燃料(包括合成气)的灵活性;⑦提高机组的可靠性、可用性和可检修性。此计划已基本完成。

ranqilun jianzhuang

燃气轮机安装 (gas turbine erection)

燃气轮机各组合部件在基础上的整体装配工作。由于燃气轮机主要部件出厂时均已装成一体,不需现场装配和解体检查,因而安装工程量较少。安装时应通过对各部件检查、就位、找正、连接、清洗及有关试验等工艺手段,使燃气轮机各支承点的荷载均衡,燃气透平与压气机和发电机的轴系中心一致,膨胀正常,在高温、高转速的工作条件下能安全、经济地运行。并且无振动、摩擦和泄漏等现象。燃气轮机安装的主要工序有:地脚螺栓安装、台板就位找正、燃气轮机就位与找正、燃烧室安装、润滑油和控制油系统安装、密封与保温。

地脚螺栓安装 地脚螺栓不但支承燃气轮机全部重量,运行时还承受气缸膨胀所引起的推力及燃气和空气对气缸所施加的反作用力。地脚螺栓及其埋件在基础施工时同时进行安装。为了确保其位置的正确和牢固,安装时要采取可靠的加固措施,以防浇灌混凝土时发生偏移。

台板就位找正 工艺和要求与汽轮机台板就位找正相同(见汽轮机安装)。

燃气轮机就位与找正 因燃气轮机的组件是整体供货的,故组件重量较大,要选用起重能力较大的起重机械起吊就位;或根据厂房布置情况将组件拖运到基础上就位。组件就位时按照基础中心线调整燃气轮机位置,并检查和调整燃气轮机座或轴承座与台板的接触情况,然后进行轴系中心的找正工作。在燃气-蒸汽联合循环系统中,找中心工作要注意5点:①燃气透平与排气扩散器和燃烧室连接时要加强联轴器中心监视,防止中心变动;②燃气轮机轴系中心找正工作必须与汽轮机同时进行;③密切监视基础沉降对轴系中心的影响;④对露天布置的设备,要考虑日照及气温的影响;⑤联轴器连接完毕后对轴系中心进行复测。

燃烧室安装 装于燃气轮机本体之外的燃烧室筒体与燃气轮机采用高强度螺栓连接,连接时要采取措施防止燃气轮机轴系中心偏移。

润滑和控制油系统安装 润滑和控制油系统设备包括泵、油箱、过滤器、冷油器、连接管路、附件以及电气、热控设备,均为模块式供应,安装工艺、内容及要求与汽轮机安装相同(见汽轮机安装)。

密封与保温 燃气轮机在安装时必须要有可靠的密封措施,防止系统泄漏,如:①管道焊口做100%透视检查;②系统按不同设计压力分段进行耐压试验;③管道系统中所有法兰采用缠绕式金属垫片,并在法兰外圆加装密封环和排放管;④在燃气轮机的气缸中分面和轴端处加装氮气密封;⑤对主机设备采用全封闭的外罩结构,罩内设有通风、CO检测 and CO₂灭火系统。

• 562 •

燃气轮机一般采用轻质成型的绝热材料作保温。燃料管路内部要清理、吹扫、去除杂质。

ranqilun jiaodianchang

燃气轮机发电厂 (gas turbine power plant)

用燃气轮机或燃气-蒸汽联合循环中的燃气轮机和汽轮机驱动发电机的发电厂。前者一般用作电网的调峰机组,后者则用来携带中间负荷和基本负荷。目前,燃气轮机及其联合循环主要燃用液体燃料(柴油、重油、渣油和原油)或气体燃料(天然气、焦炉煤气、高炉煤气、液化石油气、炼油厂气和煤层气等),直接燃用超净水煤浆和煤粉的燃气轮机正在试验中。整体煤气化燃气-蒸汽联合循环电厂和燃煤的增压流化床燃气-蒸汽联合循环电厂尚处于商业示范阶段,21世纪初将逐渐进入市场。

类型 燃气轮机发电厂的主要有以下几种:

(1)单纯用燃气轮机驱动发电机的发电厂。燃气轮机的循环方式可以是多种多样的,如简单循环、再热循环等。目前大型燃气轮机的单机功率已达260 MW,供电效率为35%~41.57%(见燃气轮机)。一个发电厂可以拥有1台或多台燃气轮机。一般用作调峰。年利用小时数为500~2000 h,年启动次数为100~500次。

(2)用燃气轮机与汽轮机组合成的联合循环发电厂。它可以是余热锅炉型的、有补燃的余热锅炉型的和双流体循环(STIG)型的。在轴系布置上可以是单轴式的或多轴式的。单轴式的优点是系统简单,多轴式的优点是可以分期建设。目前,单轴式联合循环机组的单机功率已达390 MW,供电效率为55%~58%(参见燃气-蒸汽联合循环)。每个发电厂可以拥有多台联合循环机组,因而电厂的总容量可以超过2400 MW。一般用来携带中间负荷和基本负荷。年利用小时数为2000~6000 h,甚至超过6000 h,年启动次数为20~100次。

(3)用燃气轮机对燃煤蒸汽动力发电站进行改造而成的联合循环发电厂。它可以改造成为不补燃的余热锅炉型的、排气助燃锅炉型的、并行动力布置型的或给水加热型的(见蒸汽动力发电厂的联合循环改造)。目前,为了满足日益严格的环保质量要求,并提高电厂的功率和效率,国外已有很多燃煤电厂按此方式进行改造,取得良好效果。

(4)整体煤气化燃气-蒸汽联合循环(IGCC)发电厂。它已取得示范成功。单机功率已达300 MW,供电效率为40%~43%。为燃气-蒸汽联合循环利用煤为燃料提供了条件。今后将推广使用(见整体煤气化联合循环)。中国已开始筹建。

(5)燃煤的增压流化床燃气-蒸汽联合循环(PFBC-CC)发电厂,已取得示范成功,单机功率可达

356MW, 供电效率为 40%~42%, 是直接燃煤的联合循环。今后也将推广使用(见增压流化床联合循环)。中国已开始筹建。

(6) 利用石化企业和钢铁企业的廉价燃料(炼油厂气、石油焦、高硫重油、高炉煤气等)进行直接燃烧或气化合成煤气后燃烧的联合循环发电厂。它已成为国外正在兴起的独立发电商(IPP)的一个投资方向, 经济效益甚佳。

(7) 燃气轮机的储气蓄能发电厂。利用深夜电网剩余的电力来拖动空气压缩机, 把压缩空气密储于洞穴中。当电网急需高峰用电时, 把储存的压缩空气释放出来, 经燃烧升温后, 送到燃气透平中去做功发电, 以适应调峰的需要。其单机容量已达 300MW。

(8) 汽车、船舶和列车的燃气轮机移动发电厂, 以及海上石油、天然气钻井平台的燃气轮机发电厂。它充分利用了燃气轮机的体积小, 单位功率的质量轻(2~10kg/kW)的特点。

系统组成 燃气轮机及其联合循环发电厂的主要设备有燃气轮机、余热锅炉、汽轮机、发电机等, 其主要流程参见彩图插页第 14 页第 24 图。辅助系统有调节控制系统、润滑油系统、液压油系统、雾化空气系统、起动和盘车系统、通流部分的清洗系统、灭火消防系统、水处理系统、冷却水系统和燃料系统等。当燃用原油、重油和渣油时, 还应专门设置水洗除盐和添加抗钒盐腐蚀抑制剂的油处理系统。当燃用天然气时, 还要在厂区设置天然气的储气罐和清滤系统; 燃用液化天然气时, 要设置液化天然气的储运、气化和输送系统。在 IGCC 和 PFBC-CC 发电厂中, 则需要设置煤粉或水煤浆的制备系统, 以及其他系统。

主厂房布置 燃气轮机发电厂的主厂房布置, 制造厂一般都有典型的参考设计。图 1 及图 2 表示多轴

式和单轴式联合循环机组的典型布置。

典型电厂 表 1、2 列出国内、外某些燃气轮机发电厂的状况。

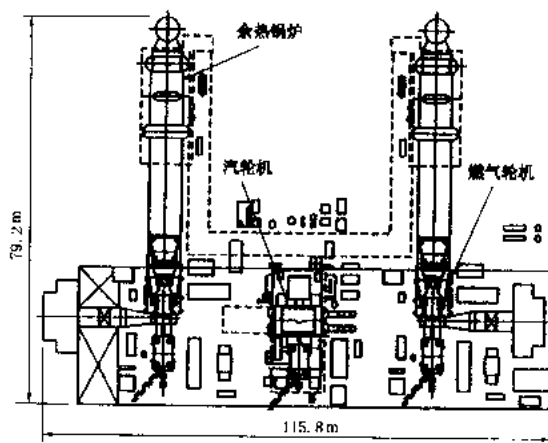


图 1 207FA 型多轴式联合循环机组布置图

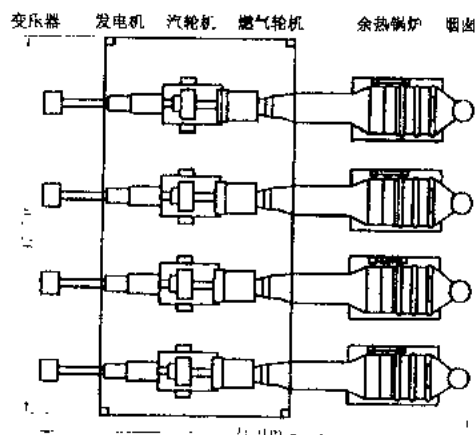


图 2 1组 107FA 型单轴式联合循环机组布置图

表 1 国外某些燃气轮机电厂

电厂名称/国别	横滨/日本	Tapada/葡萄牙	Rocksavage/英国	姬路/日本
投运日期	1998	1998/1999	1998	1995
燃料	LNG	天然气/油(备用)	天然气	LNG
负荷方式		基荷/调峰	随负荷, 起停 200 次/a	
结构	单轴, 8 套	单轴, 3 套	多轴, 2+1	多轴, 3+1
净出力 (MW)	8×350	3×330	740	670
全厂效率 (%)	54	55.4	58	49 (HHV)
燃气轮机	MS9001FA	V94.3A	GT-26	501F (60Hz)
进口气温 (°C)	1288	1310	1235	1350
燃烧器	预混合干式 低 NO _x 燃烧器	带混合燃烧器的环形 燃烧室	环式燃烧器, 串联顺序 燃烧	扩散预混合式燃烧器
排出气温 (°C)	600	580	640	600
出力 (MW)	225	240	240	139

续表

电厂名称/国别	横滨/日本	Tapada/葡萄牙	Rocksavage/英国	姬路/日本
发电机				
出力 (MVA)		410	300	GT: 135 ST: 290
冷却方式	氢 冷	氢 冷	空 冷	氢 冷
汽轮机	双 缸	双 缸	三 缸	三 缸
出力 (MW)	125		260	250
高压压力 (MPa) / 温度 (°C)	10.3/538	10.6/536	12.4/565	15/538
中压压力 (MPa) / 温度 (°C)	2.3/538	2.7/536	2.6/551	4.5/538
低压压力 (MPa) / 温度 (°C)	0.5/260	0.45/229	0.55/266	0.5/262
余热炉	立式, 自然循环	立式, 自然循环	卧式, 自然循环	立式, 自然循环
压 力	三压再热	三压再热	三压再热	三压再热
出口 NO _x	5~8.5×10 ⁻⁶ (脱硝>90%)		<30×10 ⁻⁶	
冷却系统	海水, 一次循环	河水, 一次循环	闭式二次循环	海水, 一次循环

表 2 中国某些燃气轮机电厂

电 厂	机 型		台 数		总出力 (MW)	热效率 (%)
	简单循环	联合循环	燃气轮机	汽轮机		
深圳南山	PG9171E	STAG109E	1	1	173.0	45
深圳美视	GT13E	KA13E	1	1	248.0	49.2
广东佛山沙口	GT13D	KA·13D-2	2	1	277.2	43.2
上海南电	PG9171E	—	4		4×119.9	33
上海宝钢	GT11N2 改型 (燃用高炉煤气)		1	1	148.4	45
浙江镇海	PG9171E	STAG209E	2	1	300.0	47.7
浙江温州	PG9171E	STAG209E	2	1	300.0	48.4

优缺点比较

(1) 与蒸汽动力发电厂相比, 燃气轮机发电厂的设备简单, 占地少, 基建时间短 (1~2 年内能建成投产), 集装箱式燃气轮机电厂可在 4~8 个月内建成投产, 单位容量投资费用低 (300~600 美元/kW), 可不用或少用水 (仅为同容量蒸汽动力电厂的 50%~70%), 可以实现无外电源的起动, 起动时间短 (即使是联合循环机组, 从热态起动到并网满载也能在 20~30 min 内完成), 污染排放物少, 特别适宜在高寒缺水地区使用, 便于在电网中作调峰机组。国外经验表明, 为了增大电网的安全性和调峰能力, 使燃气轮机发电机组的装机容量在电网的总容量中占 3%~12% 是适宜的。目前, 燃气轮机及其联合循环发电机组的可用率已达 85%~95%。

缺点是: 要燃用液体燃料和气体燃料, 尚不能直接使用煤 (PFBC 和 IGCC 除外); 单机容量还不如蒸汽动力发电设备那么大。但随着技术的进步, 这两个问题都将获得解决。

(2) 与内燃机发电厂相比, 燃气轮机的结构简单, 零配件少, 运行平稳、润滑油消耗量低; NO_x 等污染排放物少; 单机功率大, 在高原地带使用时功率递减较少, 但其供电效率不如柴油机高。只有当电厂的功率低于 50 MW 时, 内燃机发电才有竞争力。

燃气轮机发电厂可安装在对噪声有严格要求的大城市内、气温高达 55℃ 的沙漠地带、十分潮湿的热带地区, 以及温度为 -30~-50℃ 的高寒地区。

发展趋势 燃气轮机是从 20 世纪 50 年代开始逐渐登上发电工业舞台的。由于当时机组的单机容量小, 热效率较低, 因而只能作为紧急备用电源和调峰机组使用。80 年代以后, 燃气轮机的单机功率和热效率有很大的提高, 特别是燃气-蒸汽联合循环渐趋成熟, 加上世界范围内天然气资源的开发, 燃气轮机及其联合循环在世界电力系统中的地位发生了明显变化。联合循环电厂发电成本低, 在美国只有 3 美分/(kW·h) 左右, 污染物排放水平低, CO₂ 的排放量只及等容量燃煤蒸汽动力发电厂的 56%, 总的技术经济指标、安全运

行指标以及污染排放指标都优于装有烟气脱硫装置和脱硝装置的超临界参数燃煤电厂。因而烧天然气的燃气-蒸汽联合循环发电方式越来越受到世人的青睐。1990年底,全世界投运的这种机组的总功率为14019 MW;1991~1996年之间投运的新机组总容量不低于27400 MW。1999年,全世界新增发电设备的容量中,美国有90%以上,欧共体有80%左右是选用燃气轮机及其联合循环机组的。

美国能源部于1992年推出“先进燃气轮机系统(ATS)”计划,计划中包括GE公司的MS7001H(60Hz)/MS9001H(50 Hz)型机组和西门子西屋公司的W501G型机组。9H型机组燃气进口1427℃,压比23:1,单轴联合循环机组出力400 MW,热效率高于60%。W501G型机组燃气进口温度1517℃,压比29:1,单轴联合循环机组出力420 MW,热效率约60%。此两型机组均将在2000年进入示范试验。2002年投入商业运行。美国能源部对21世纪2005到2015年的“视窗21(Vision 21)”计划,计划将热效率提高到70%,也是建立在ATS计划基础之上。所有这些,都预示燃气轮机及其联合循环的发电方式在21世纪内的美好发展前景。

中国于60年代初引进2台烧重油的燃气轮机列车电站,由于缺乏油、气资源,燃气轮机电厂的发展很慢。从80年代开始,于沿海开放城市建立了一批燃气轮机及其联合循环发电厂,迄1998年底,中国有燃气轮机115台,总容量为4606.5 MW(不含港、澳、台的数字)。燃用液化天然气的联合循环电厂正在筹划之中。而香港则已建成了2400 MW的烧天然气的龙鼓滩发电厂,其第一台机组于1996年启用。台湾省已建成的燃气轮机发电厂6000 MW以上,扩大使用这种先进的发电机组势在必行。

由于中国天然气资源开发不足,价格要比国外贵很多,加上燃气轮机制造业的根基薄弱,造价相对较高,致使烧天然气的联合循环电厂的发电成本仍然较高,目前只能考虑建在沿海经济发达地区,以满足环境保护和系统调峰的要求。从长远来看,随着环保要求的日益严格,PFBC-CC和IGCC发电方式的发展,以及中国西部和海上天然气资源的逐步开发,燃气轮机及其联合循环的发电技术在中国也将得到快速的发展。

ronglunq: fadianchang sheji

燃气轮机发电厂设计 (design of gas turbine power plant) 对燃气轮机发电厂建设进行前期规划和从工艺到土建的工程设计工作。燃气轮机发电厂的设计程序与常规火力发电厂设计相同,但在机组

选型、厂址要求、主设备布置、燃油处理系统、电气系统、供水系统、补给水处理系统、消防系统及液化天然气储运系统等方面有其特点。

机组选型 根据燃气轮机电厂在电力系统及地区所起的作用选择燃气轮机机组的型式,通常分为燃气轮机机组和燃气-蒸汽联合循环机组两类。前者作系统调峰之用,后者可用作带中间负荷和基本负荷的电厂,也可用于调峰。燃气-蒸汽联合循环机组按轴系又可分为单轴布置和多轴布置两种。前者为燃气轮机—发电机—汽轮机组或燃气轮机—汽轮机—发电机组,同轴布置,当有辅助汽源时可用汽轮机起动机组;后者为不同轴的燃气轮机—发电机组和汽轮机—发电机组,便于燃气轮机单独起动和运行,也便于余热锅炉和汽轮机系统分期建设。单轴机组从工艺系统到厂房布置均为单元式,控制系统简单,运行操作简单,部分负荷时需采用逐台停用的办法以保持较高的经济性。多轴机组可分期安装,分期发电,运行比较灵活,但投资相对较高。余热锅炉可分为有补燃或无补燃、控制循环或自然循环、立式或卧式等类型。有补燃的余热锅炉一般用于地区有供热要求的场合,在燃气轮机停用时仍可供热运行。卧式锅炉采用自然循环,立式锅炉一般采用控制循环,但也可通过采取合适的汽包高度而采用自然循环方式。余热锅炉和汽轮机可根据燃气轮机的排气温度分成再热式和非再热式,单独双压式或三压式。高效机组多数采用三压再热式。凝汽器可分成带除氧功能的凝汽器和除氧器另置型凝汽器,可根据机组情况进行选择。

厂址要求 燃气轮机发电厂厂址应符合当地城市(镇)总体规划和电力系统规划、水源可靠、地质稳定、交通运输方便、满足环境保护等要求的同时,还应根据燃料类型选择确切的位置。燃料为油时,其来油方式可分为铁路运输、水路运输和管道输送三种。当燃油为铁路运输时,厂址宜靠近铁路接轨站;当燃油为水路运输时,厂址附近应有较好的建码头水域;当燃油为管道输送时,厂址宜尽量靠近输油管线。燃气电厂的厂址应符合储气站与燃气管网的总体规划,尽量靠近储气站、液化燃气(LNG)接收站或燃气管网,如有备用燃料油时,还应考虑备用燃料油的储存和运卸。当采用LNG作为燃料并要求在厂址卸、运和储存时,则必须考虑大容量LNG运输船只的停泊码头和LNG的卸船、储存和气化设施。当采用低热值煤气(炼焦炉或高炉煤气)作为燃料时,厂址位置应考虑尽量缩短煤气管道长度和引接方便。

厂址地形、地质和出线方面的要求,与一般火电厂基本相同。

主设备布置 为便于运输和安装,燃气轮机机组

的本体设备和系统一般采用模块化设计,可以露天布置或屋内布置。露天布置时,设备布置在集装箱式的罩壳内,罩壳内应有照明和通风。各模块之间,在留出维护和检修要求的通道后应尽量靠近,以缩短管线和风道。当周围环境条件合适时,燃机设备宜露天布置,但在沿海盐雾地区和严寒地区,或其他不适宜露天布置的场合则考虑屋内布置。汽轮发电机组本体设备及系统一般宜屋内布置,即与常规火电厂相同。

联合循环中汽轮发电机组的凝汽器根据汽轮机的排汽方式不同有两种布置型式。一种是向下排汽,汽轮发电机组安置于框架基础上,凝汽器布置在汽轮机组下方的框架内;另一种是轴向排汽,凝汽器布置在汽轮机组的排汽端,与发电机相对。此时汽轮发电机组单层布置在钢筋混凝土的大块基础上。多轴式机组一般采用向下排汽式,单轴式机组则多采用轴向排汽方式。

余热锅炉当无补燃时则为一个热交换器,有补燃时则有相应的燃烧和烟风系统。余热锅炉的布置,可以根据周围环境条件不同采用室内或露天式。当采用露天布置时,其辅机系统模块应能满足露天运行的要求。

烟囱的布置决定于燃气轮机和余热锅炉的布置。烟囱可设在锅炉本体上,当卧式布置时,可一台一座或几炉合用一座独立集束烟囱。单循环燃气轮机的烟囱可以每台机设置,也可两台燃气轮机合用。余热锅炉还设有旁路烟道,以便联合循环机组起停操作和余热锅炉退出运行时燃气轮机机组仍能运行。

燃气轮机发电厂布置的实例见图1。

燃油处理系统 燃气轮机电厂使用的燃油可以为原油、轻油或重油,一般均含有钒、钠、钾、钙、铝、硫等杂质(微量金属),它是造成燃气轮机叶片积垢和腐蚀的主要原因。当使用含有较多杂质(微量金属)的燃油时必须预先处理。

燃气轮机叶片在高温下的腐蚀有高温硫化腐蚀和钒腐蚀两种。硫化腐蚀是由硫酸盐(钠、钾盐)引起的,因此需要限制燃油中的钠、钾含量来防止硫化腐蚀和沉积物的产生。燃油中的钠、钾盐可采用水洗法将其除去。钒化合物不溶于水,水洗法不能将其除去,一般是在燃油进入燃气轮机前加入镁添加剂来抑制钒腐蚀,当镁钒比达到3~3.5时,即可获得满意的防腐效果。杂质(微量金属)对燃气轮机的影响见表。

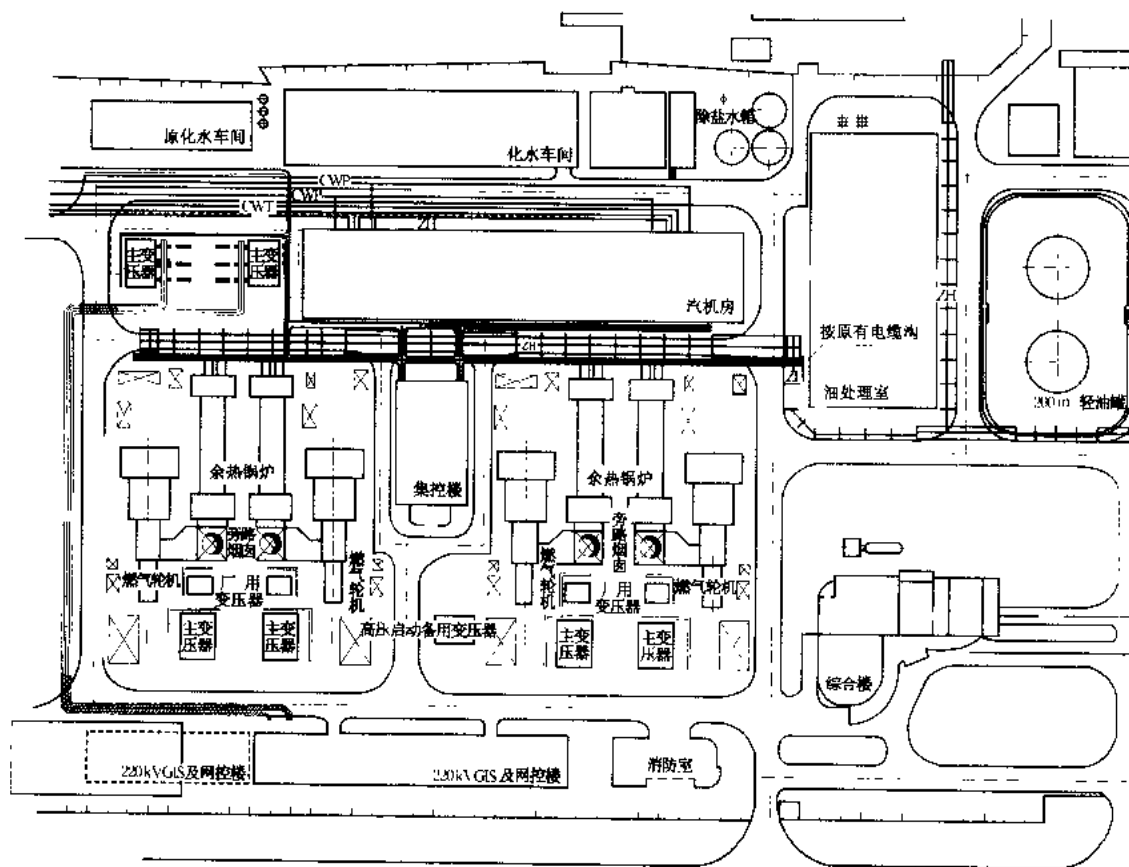


图1 燃气轮机发电厂总平面布置简图

燃油中杂质的影响

微量金属名称	处理前极限含量	对燃气透平的影响	处理形式
钠+钾	150mg/L	高温硫化腐蚀	洗涤燃料
钙	10mg/L	积垢	洗涤燃料至一定含量
铅	1mg/L	高温腐蚀	无法处理, (只能由燃料规范加以控制)
钒	法定*	钒腐蚀	加镁予以抑制
镁	不限	形成沉积物	用以抑制钒

* 含钒量小于0.5 mg/L时不必加以抑制。

燃油水洗除钠、钾的处理过程见图2及图3。燃油先在油箱中预热到油泵输油温度, 然后向燃油中注入5%~10%的除盐水, 至混合器中混合, 使油、水充分接触, 让油中盐充分溶解在水中, 然后再在油水混合物中加0.02%破乳剂, 送入分离器中将水分离出来。破乳剂是为了破除油包水的乳化膜, 使油、水能很好分离。目前一般采用两级或三级处理(视杂质含量、油的比重与黏度而定), 图2所示为三级处理, 图3所示为两级处理。分离后的油送入净油箱。

燃油处理系统中的混合器有两种型式: 一种为混

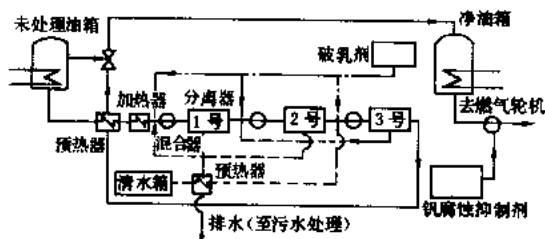


图2 三级油处理系统原理图

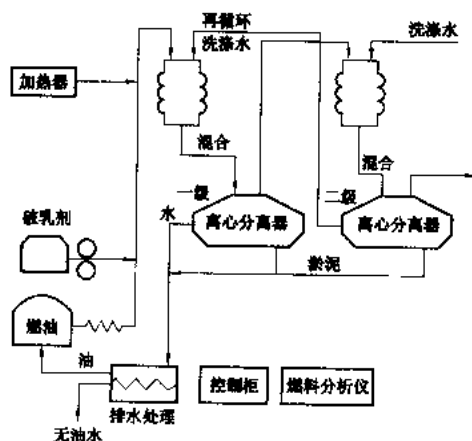


图3 二级油处理系统原理图

合罐, 由浆叶在罐内搅拌混合, 这种混合器体积较大; 另一种为射流式混合器, 使油、水通过一高速喷嘴射出而混合, 其体积较前者小得多。

燃油处理系统中的分离器有离心分离器和静电分离器两种。离心分离器是利用油、水的密度不同靠离心力使油水分离(一般二级分离可使重油中钠+钾含量从150 mg/L降至不超过1 mg/L), 它只适用于比重小于0.92~0.96的燃油, 否则需要加入硫酸镁, 以增大油、水的密度差; 这种分离器还能有效地除去燃油中的无机颗粒的脏物使之随排水排出, 有利于减少下游燃油过滤系统的负担。静电分离器见图4所示, 油、水混合物从下部的分配管进入, 当液滴通过高压电场时, 即会带上一定的电荷, 带有不同电荷的液滴在相互吸引和碰撞聚合为较大的水滴后, 沉淀下来从罐底排出, 而净油则由上部出口排出。当燃油中钠+钾含量不超过150 mg/L时, 通常采用三级静电分离; 当燃油中钠+钾含量不超过100 mg/L时, 可考虑采用二级静电分离。不论采用何种分离器, 处理后的燃油中钠+钾含量应不超过1 mg/L。

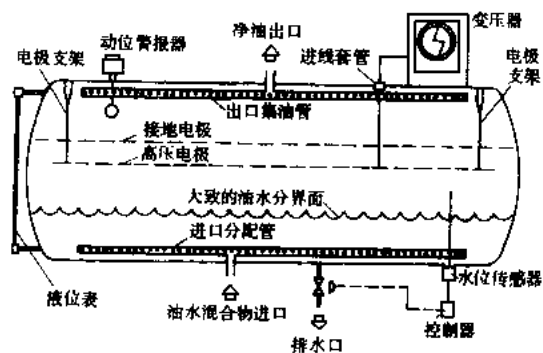


图4 静电分离器

电气系统 燃气轮机机组常用于调峰, 因此起停频繁, 一般每天1~2次, 燃气轮机电厂全厂停机的情况也很多, 因此在电气系统设计时要考虑这些因素。与常规火电厂比较, 有下列特点:

(1) 电气主结线 燃气轮机发电机组和汽轮发电机组一般采用发电机-变压器组接入系统。其高压侧断路器宜选适合于频繁操作的无油型断路器。当燃机采用晶闸管变频启动时, 则可设置发电机出口断路器。机组高压厂用变压器一般从燃机发电机出口支接。为了减少启动时厂用电源切换操作, 也可设置发电机断路器, 以利用机组高压厂用变压器直接启动。

(2) 厂用电系统 单循环燃气轮机机组和联合循环机组的厂用电一般由燃气轮机发电机出口支接的高压厂用变压器取得, 汽轮机发电机出口可不设支接厂用变压器, 其厂用负荷可接入燃气轮机机组的高压厂

用母线。燃气轮机发电厂宜设置由系统供电的公用变压器,以便在所有机组停用时间向全厂其他仍在运行的负荷供电,此变压器也可考虑兼作机组的启动/备用电源。当余热锅炉有补燃时,则应考虑燃气轮机停运时汽轮机组及锅炉仍能运行,此时宜在汽轮机发电机出口支接厂用电源以便供应该部分有关负荷。

机组一般成套配置蓄电池组,以供给机组自身的直流用电,如事故润滑油泵、密封油泵、事故照明(模块内)、UPS 系统和控制操作用电等。电厂升压站设置的控制操作直流电源及联合循环机组的 DC S 系统所需的 UPS 系统电源需另行设置。

机组自身的低压电动机控制中心柜及直流柜等,一般成套供应,设置在机组的电气—控制模块内。机组的高低电压厂用变压器、高压开关柜及低压动力中心柜则需另行布置,一般可设在集控楼内。

供水系统 燃气轮机发电厂的供水系统一般有直流供水系统和循环供水系统两类,水源取自地表水或者地下水。

燃气轮机机组电厂无汽轮机凝汽器冷却水,只需用作介质对有关各设备和流体进行冷却,因此冷却水量比常规火电厂少得多。

联合循环电厂的主要供水点有燃气轮压气机的冷却水、压气机润滑油的冷却水、汽轮机润滑油的冷却水、汽轮机凝汽器的冷却水、燃气轮机润滑油冷却水、燃气轮机支撑板冷却水、真空泵冷却水、余热锅炉给水泵冷却水、发电机气体冷却器的冷却水等,以及化学水生水、生活水和消防水。

上述各供水点组成一个供水系统,与常规火电厂一样除直流供水系统的冷却水外,原水一般先经澄清处理,若作为生活水、消防水及化学水生水时还需进行过滤处理。

直流供水系统中被加热后的用水直接排入江河。循环供水系统中被加热后的水有三种冷却方式:采用干式冷却系统;采用水—水热交换器,其冷却水一般为河水或海水;采用常规冷却塔,其冷却水水质与生活水类同。

补给水处理系统 补给水处理系统的设计应考虑下列用水:

对外供汽或供热的燃油的燃气—蒸汽联合循环电厂,补给水处理系统的容量除满足供汽或供热及机组正常水汽损失(包括排污损失)所需的除盐外,还应考虑满足环保排放要求,为降低燃气轮机排气中 NO_x 而向运行燃气轮机的燃烧室喷入的除盐水或回注的蒸汽;为确保燃气轮机安全运行,降低燃油中 Na^+ 和 K^+ 的含量至 1 mg/L 以下而对燃油进行处理需要一定量的洗涤水;为清除燃气轮机压气机部件上沉积的干性

杂质和燃气透平的积垢,采用对在线或离线的燃气轮机进行水冲洗所需含 $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ 小于 25 mg/L 的除盐水。以上用水的水质除冲洗水外均需达到锅炉补给除盐水的水质要求。由于冲洗水不经常使用,耗量较少,因此这部分水量也可计入补给水的总水量中。

按余热锅炉蒸发量为基准计算所得的锅炉补给水量占补给水处理系统的总容量百分比不大;而向运行燃气轮机燃烧室内喷入的除盐水量或回注蒸汽量与燃油量相当,这部分水量对补给水处理系统的容量确定至关重要,不可忽视。以一组总容量 300 MW 机组为例,两台 100 MW 燃气轮机总燃油量为 $50 \sim 60 \text{ t/h}$;为降低燃气轮机排气中 NO_x 而向运行燃气轮机的燃烧室内所喷入除盐水量两台燃气轮机约为 50 t/h ;一台余热锅炉的补给水量约为锅炉蒸发量的 3% ($\sim 12 \text{ t/h}$);两台 100 MW 燃气轮机燃油处理所需洗涤用的除盐水量约为 10 t/h ;对燃气轮机的在线或离线水冲洗一般 $1 \sim 2$ 个星期清洗一次,一台燃气轮机每次耗水量 $\sim 20 \text{ m}^3$,最适宜的水温为 $65 \sim 82 \text{ }^\circ\text{C}$ 。

常用的补给水处理系统为“一级除盐—混床”。经上述除盐系统处理后的出水质量可达到满足燃气轮机补给水质要求的标准:电导率 $< 0.2 \mu\text{S/cm}$ ($25 \text{ }^\circ\text{C}$), $\text{SiO}_2 < 0.02 \text{ mg/L}$ 。

消防系统 燃气轮机发电机组由若干模块式仓室组成。由于机组运行时仓室内温度很高,一旦有油气或润滑油泄漏,极易发生火灾。因此与燃气轮机布置在一起的电气设施都应是防爆型的。还必须由制造厂配置供应一套完善的消防设施。此外,燃油储罐区或燃气调压站区域,还必须按消防规定设置专门消防设施,使全厂组成一个有效的消防系统。

随机供应的消防设施一般采用全淹没式 CO_2 灭火系统。一旦在仓室内发生火灾,自动探测报警控制系统联动后立即释放 CO_2 气体,同时关闭仓室的通风口,使仓室内氧气含量从大气的正常含量 21% 降至低于 12% ,这样的氧气浓度不足以维持燃油或润滑油的燃烧,从而达到灭火的目的。 CO_2 灭火设计浓度为 58% ,抑制时间为 40 min 。

一般还在辅机间、汽轮机间及发电机间等处设置一定数量的火灾探测器,当探测到温度达 $316 \text{ }^\circ\text{C}$ 时就发出火灾信号。

液化天然气储运系统 天然气主要成分为甲烷,也含有少量乙烷和丙烷及其他成分。在大气压下冷却到 $-162 \text{ }^\circ\text{C}$ 时则凝结为液体,称为液化天然气(LNG),因此 LNG 的运输和储存都是在零下 $162 \text{ }^\circ\text{C}$ 进行的。为了保持 $-162 \text{ }^\circ\text{C}$ 的温度, LNG 运输船只壳体和储罐壳体都是由内外两层构成,在两层壳体之间充以足够厚度的保温性能好的材料如珍珠岩粉等。LNG 储运站的

容量决定于电厂 LNG 的日耗用量、运输船只的吨位和来船周期等因素。LNG 储罐区、气化站及控制室要求有严格的安全和环保措施,例如防泄漏、防火、防爆、防飞行物冲撞、防地震等,与周围居民区和建筑应有一定间距。LNG 使用

时首先要气化成为气体,因此厂内要设置气化器。气化器所需加热水可采用汽轮机组凝汽器的排水或直接利用海水,经 LNG 气化器冷却后的海水可掺入冷却水(用海水作冷却水时)以降低冷却水温度,使

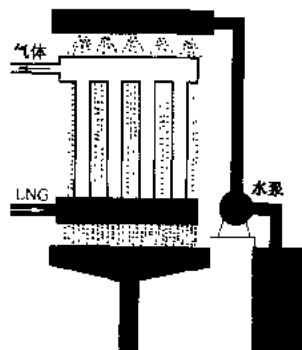


图 5 LNG 气化器示意图

汽轮机背压降低,或用以降低压气机的进风温度以提高燃气轮机的出力和效率。气化器的原理示意图见图 5。

rongqilunq: jianx u

燃气轮机检修 (overhaul of gas turbine)

通过检查和修理,消除燃气轮机缺陷及部件隐患使之保持正常工作能力的工作。一般分定期检修和故障检修两种方式。前者是按照积累的经验将部件分类,按易损的程度决定不同期限的定期检修内容。后者是针对所发生故障的部位进行的检修。

定期检修通常分燃烧室检修、高温燃气通道检修和大修三种情况。在燃用天然气的机组中,倘若燃烧室不注水、又不注蒸汽时,其典型的检修间隔见下表。

检 修 间 隔		
类 别	运行小时数 (h)	起动次数
燃烧室检修	8000	800
高温燃气通道检修	24000	1200
大修	48000	2400

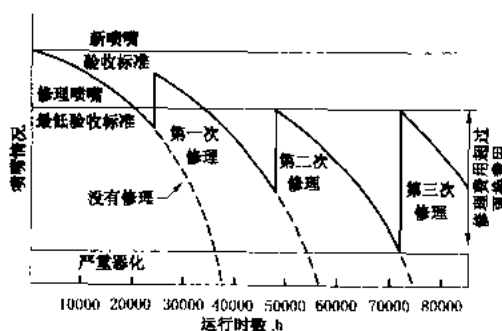
其中运行小时数与起动次数,只要有一项达到表列规定的数值,就要进行检修。

燃烧室检修 要拆下燃烧室各部件作全面检查,特别注意火焰管、过渡段、联焰管、燃料喷嘴和点火器等。损坏的应更换。更换下来的零件中,可修复的予以修理,修复后作备件使用。

利用燃烧室检修的停机时间,可对燃气透平和压气机作部分检查工作。例如:从燃烧室安装口处观察透平第一级喷嘴叶片;从机组进气口观察压气机进口导叶;从机组排气口检查透平的末级叶片与排气室等。在

透平和压气机流道中布置有孔探仪检查孔的地方,可插入孔探仪检查叶片。

高温燃气通道检修 包括燃烧室和燃气透平的检修。此时,不仅要拆下燃烧室,还要卸去透平上半气缸,以便对透平各级叶片、护环、隔板、气封和各处间隙等作全面检查,对损伤的叶片等应做出判断。不能再运行一个检修周期者予以更换。对其中可以修复再用的,应予修复。应指出:对损伤的零件要及时进行修理,这样可较多地延长其使用寿命,并减少维修费用。下图是某台机组透平第一级喷嘴叶片的及时修理对使用寿命的延长示例。



透平喷嘴叶片的寿命与修理的关系

至于燃烧室和压气机的检修内容,则与前述单独作燃烧室检修时的内容相同。

机组大修 对重型燃气轮机来说,要将整个气缸上半部吊开,并吊出转子,对机组进行全面检修,包括各级叶片、各个火焰管等各种零部件。还要全面检查进气和排气系统,燃气轮机与齿轮箱和发电机之间的对中情况,以及各辅机系统及其设备情况。通常,这种大修是在现场就地进行的。

对于航空改型燃气轮机来说,为提高可靠性和降低维护费用,广泛采用视情维护的方法,即依靠所配置的状态监测和故障诊断系统和停机时用孔探仪对叶片的检查等所提供的信息,来判断和决定是否要对机组进行解体检修,以避免不必要的解体。

此外,航空改型机组的燃气发生器之检修都是在现场用备用的燃气发生器或单元体,替换下需要检修的燃气发生器或单元体。更换下来的燃气发生器或单元体,则运至维修中心或制造厂中去解体检修。修好后运回现场备用。但是在加装动力透平的机组中,由于动力透平常为重型结构,它一般是就地检修。

当燃气轮机改烧重油时,检修间隔将有所缩短。可根据制造厂提供的方法,对定期检修的极限运行小时数和起动次数进行修正,以便确定上述三种定期检修的时间间隔。对燃油分配器,则需要经常进行检修,必要时还需更换元件。

燃气轮机空气过滤器

燃气轮机空气过滤器 (air filter used in gas turbine unit)

滤除燃气轮机进口空气中含有的尘粒、盐分等杂质的设备。为避免叶片的磨蚀、积垢和腐蚀,过滤后的空气含尘浓度应不超过 0.05 mg/m^3 ,而且应把 $10 \mu\text{m}$ 以上的颗粒全部滤掉,含盐(NaCl)浓度要低于 $0.0065 \sim 0.013 \text{ mg/m}^3$ 。

空气过滤器的类型与特性 按工作原理分,有阻式和惯性分离式两类。

阻式过滤器 用多孔的纤维介质材料制成。有折成曲折状的纸布(称表面式)和较厚的毡式两种。表面式靠介质阻挡和聚集灰尘颗粒将灰尘滤除。毡式主要是使灰尘颗粒因撞击而被滞留在介质中将灰尘滤除。这种过滤器的过滤效率高达99%以上。但工作时过滤介质会逐渐脏污,气流阻力损失增大,过滤效果变差。为此,工作一阶段后,需要清洗或更换过滤介质。

惯性分离式过滤器 是靠气流转弯或旋转产生的离心力来使灰尘颗粒分离。目前,应用较多的是旋风管式分离器。图1是这种分离器的工作示意,它由大量直径较小的旋风管并联组合而成。为了排除分离下来的尘粒,需要抽取10%的进气量,供抽气排污用。在过滤较脏的空气时,其过滤效率可达92%,但气流的阻力损失较大。惯性式过滤器不存在被尘粒弄脏的问题,故能长期工作。

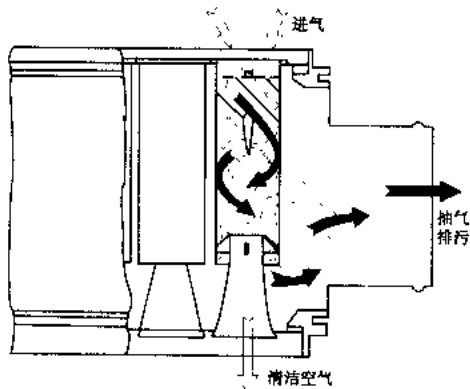


图1 旋风管式的惯性分离器

组合式过滤器 将惯性分离式过滤器(第一级)与阻式过滤器(第二级)串联工作的组合构件。在惯性式过滤器中,先滤除大颗粒和90%以上的尘粒,然后再经阻式过滤器滤清,这样,就能延长阻式过滤介质的使用时间,使组合式过滤器成为过滤效率既高,工作时间又长的空气过滤器。

自清式过滤器 由许多个用纸式介质做成的过滤圆筒组成的阻式过滤器。过滤筒是标准件,所用数量取决于过滤空气的流量。其特点是:过滤筒内部设置了压

缩空气喷吹管路。当过滤筒外表脏污积灰后,压缩空气可由筒内向外喷吹,以清除积灰,使过滤筒恢复原有性能。图2是这种过滤器的示意。压缩空气的喷吹是通过压差控制器来控制的,因为当过滤筒脏污时,流经过滤筒的空气压力降会增大,可以利用此压降的变化,来控制压缩空气喷吹的起停。由于一次喷吹的时间很短,而且又是多组过滤筒依次分组喷吹的,因而喷吹清除脏污时,燃气轮机仍可正常运行。通常,过滤筒的使用寿命长达1~2年,而且更换方便,因而已被广泛应用。这种过滤器的过滤效率高达99.9%。

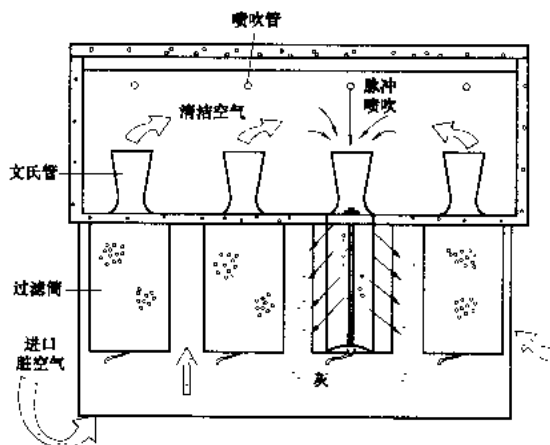


图2 自清式空气过滤器

特殊环境下使用的过滤器与进气处理 应根据不同的环境条件来合理选用过滤器和处理压气机进气。

沙漠地区 特别是常刮风扬沙和有沙风暴的地区,应选用惯性分离式过滤器(第一级)与自清式过滤器(第二级)的组合方案。空气在第一级过滤器中先滤除90%的沙尘,以改善自清式过滤器的工作条件,防止喷吹除灰系统长期工作,消耗大量压缩空气,并影响过滤效率。

海洋环境 要滤除空气中的海水滴(即盐分),以便有效地减轻压气机叶片的积盐和燃气透平的硫化腐蚀。可选用惯性分离式过滤器来去除水滴,而盐雾则要用凝聚器来收集。凝聚器是用金属细丝(直径在 0.1 mm 左右)织成的、有一定厚度的多孔滤垫,它可有效地捕捉雾汽,将其凝聚成水,向下排出。图3(a)中给出了一种垂直布置的、以凝聚器作为第一级,而以曲折板通道的惯性分离器作第二级的空气过滤器示意图。在凝聚器中凝聚的水顺凝聚器流下,从底部排出;部分不及流下而被气流带走的水滴则在下流的惯性分离器中被除去。惯性分离器流道的截面见图3(b)。气流在其中不断转弯,将水滴甩到板壁上,顺着壁面向下流出。过滤后空气的含盐浓度为 0.0065 mg/m^3 ,效果良好。

潮湿的寒冷地区 机组的进气道应设置防冰系统,以免冬季空气温度低于 5°C 时进气道结冰。因为气流在进气道中逐渐加速时,温度会降低,在压气机进口

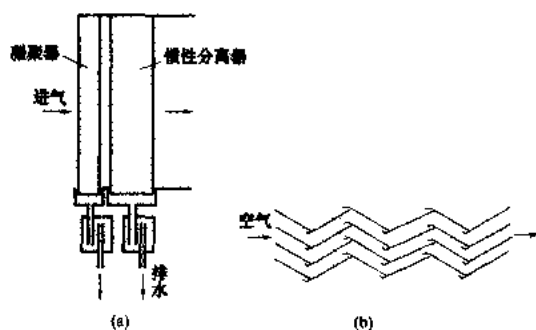


图3 海洋环境用的空气过滤器

导叶后会降至最低。当积存在气道壁面上的冰块脱落而随气流进入压气机时,将打伤叶片。因此,需要在空气过滤器之前,从压气机出口处引来一股高温空气,使与滤清后的空气掺混,以保证进气温度不低于 5°C 。这就是所谓的防冰系统。

夏季炎热的地区 燃气轮机的功率和效率都会明显降低,可以在空气过滤器之后,使空气冷却降温,以恢复机组的功率和效率。方法有:①使低温水流形成帘幕,让空气通过它来进行冷却;②把低温水喷成水雾,以蒸发方式冷却空气,冷却效果良好;③用制冷的方法获得低温物流,使之通过换热器,以冷却进口空气。

rongilunj: kongzhi xitong

燃气轮机控制系统 (gas turbine unit control system) 实现燃气轮机运行自动化的设备。早期为机械液压式,近有模拟电子液压式(AEH),数字电子液压式(DEH)。DEH功能最强,自动化程度最高,可自动完成燃气轮机发电机组启动、点火、升速及并网带负荷的全过程,并常兼备参数监测、故障诊断和运行管理系统,还可与上一级控制系统通信联网实现遥控,代表当代水平。

燃气轮机控制系统中既有连续(模拟)量的调节,也有逻辑(开关)量的控制。

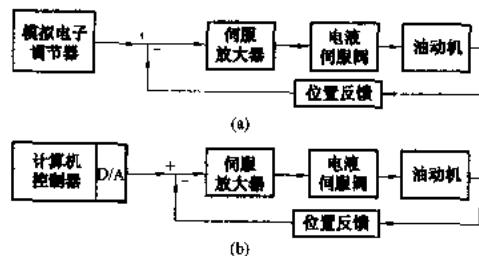


图1 AEH和DEH中的电液伺服系统

(a) AEH; (b) DEH

连续调节的执行部分都应用液压执行机构——油动机。在AEH和DEH系统中电液伺服系统接受并执行电子调节器给定的位置指令,如图1所示。

逻辑控制主要用于起停程序和保护系统,它通过继电器来执行。

转速调节 燃气轮机最基本的调节系统。发电用燃气轮机与汽轮机相同,采用不等率 $\delta = 0.02 \sim 0.06$ 的有差调节(图2)。通过改变燃料消耗率 q_{mf} 来控制转速和负荷。机组处于解列状态时,升/降给定转速 n_s ,机组转速将随之升/降。机组并网时,升/降 n ,机组

负荷将随之升/降(机械液压式转速调节系统中,由同步器完成此功能)。 n_s 常可从零转速附近起始,到 $n_s/n_0 = 1.00$ 附近并网,在 $n_s/n_0 = 1.00 + \delta$ 附近到达满负荷,其中 n_0 是额定转速。

燃气轮机电调有差转速调节的静态特性由下式表达:

$$\left(\frac{n_s}{n_0} - \frac{n}{n_0} \right) \frac{1}{\delta} = \frac{q_{mf}}{q_{mf0} - q_{mf\max}} - \frac{q_{mf\max}}{q_{mf0} - q_{mf\max}} \quad (1)$$

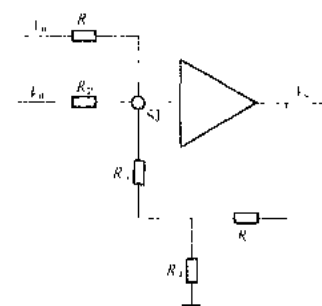


图3 AEH中的有差转速调节系统

V_n —转速信号; V_{ns} —给定转速信号; V_{qn} —转速调节输出的燃料消耗率指令; R —电阻; SJ —加法节点

其中 q_{mf0} 和 $q_{mf\max}$ 是燃料消耗率 q_{mf} 的满负荷值和全速空载值。

AEH系统中有差转速调节静态特性由运算放大器电路来完成(图3)。适当调整电阻值后,在 SJ 加法节点上可得到式(1)关系。

DEH系统中有差转速调节的静态特性由控制算法(图4)软件来完成。

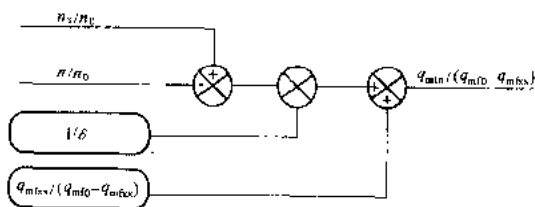


图4 DEH中的有差转速调节系统的控制算法图

⊕—加法; ⊗—乘法; □—控制常数

单轴燃气轮机发电机组突用负荷时,有差转速调节系统就能有效地抑止动态超速。

温度控制 目前透平进气温度 t_3 已高达 1400℃ 左右,工作条件十分恶劣,耐温裕度已很小。为保障高温部件的使用寿命,运行中必须限制 t_3 温度超过高限。 t_3 温度过高使现场监测困难,故改用监测排气温度 t_4 。随着负荷增大, t_3 和 t_4 都随之上升,它们之间有一定的关系。限制了 t_4 ,就等于限制了 t_3 。但环境温度 t_a 改变时,同一个 t_3 高限所对应的 t_4 高限 t_{4s} 会随 t_a 而变化,它可以用温控曲线来表示,如图 5a。研究表明:还有另外两种温控线(图 5b、c)。

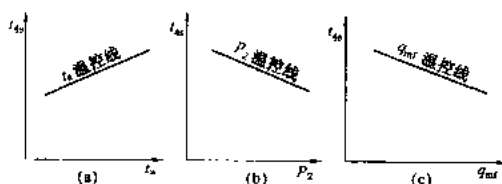


图 5 温控线

t_{4s} - 排气温度高限; q_{mf} - 燃料消耗率; t_a - 环境温度;
 p_2 - 压气机出口压力

温控系统如图 6 所示。当 $t_4 > t_{4s}$ 时,借助于比例积分调节 PI 不断减少燃料消耗率 q_{mf} ,直至 $t_4 \leq t_{4s}$ 。

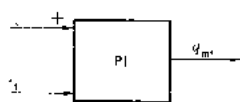


图 6 温控系统

燃料控制系统不能同时执行转速调节要求的燃料指令 q_{mfs} 和温度调节要求的燃料指令 q_{mft} 。因此压气机进口导叶角 α 不可调的燃气轮机就不能同时既进行转速/负荷调节,又进行等 t_4 调节。通常的处理办法是选择 q_{mfs} 和 q_{mft} 中的较小者去执行。负荷不大时, $t_4 \leq t_{4s}$, q_{mfs} 较小,被执行,这样进行的是转速/负荷调节,温度控制被退出,而作为后备。高负荷工况下当 $t_4 \geq t_{4s}$ 时, q_{mft} 不断减小,直到被选出来去执行。那时转速/负荷调节便退出控制,成为后备。显然,温度控制限制了最大负荷。特殊需要时,可牺牲部分机组寿命,以增高 t_{4s} 水平,这样就可以增加最大负荷。通常设置基本负荷、尖峰负荷和超尖峰负荷三挡温控线以供选用(图 7)。对于同一挡温控线来说,环境温度 t_a 较高时,温控限制的最大负荷值必然较小。

如果压气机进口导叶角 α 可调,可设置改变 α 的温控系统(图 8)。这样就可以在负荷变动时保持 t_4 温度不变。这对于在联合循环中使用的燃气轮机是必要的。

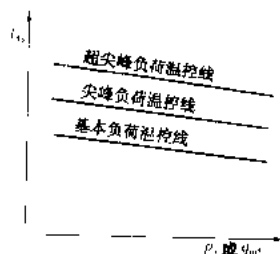


图 7 不同档次的温控线

燃料控制 根据燃料消耗率指令 q_{mfs} 来改变燃料

消耗。液体燃料控制系统通常由容积式燃油泵供油。定排量泵直接供油给喷嘴,用回油调节阀改变燃料耗量(图 9)。

图 8 可调导叶温控系统但燃油耗量和回油阀行程的 t_4 - 排气温度: t_{4s} - t_4 给定值; α_s - 导叶角 α 的指令

关系偏离线性关系很严重。因而在电液伺服系统中广泛采用引入燃料消耗率 q_{mf} 反馈(图 9)以消除上述非线性的不良影响。 q_{mf} 反馈信号由燃油分配器的转速给出,当 q_{mf} 与指令相等时,回油调节阀停止变动,结果是 q_{mf} 追随着 q_{mfs} 而变化。当采用气体燃料时必须考虑其压缩性,故在上游设置调压阀以保持其压力为给定值,然后经由电液伺服阀控制的气体燃料控制阀进入燃料喷嘴。这时燃料消耗率 q_{mf} 唯一地取决于气体燃料控制阀的开度或其指令。气体燃料中若重组分较多,天气寒冷时便有液态析出,致使 q_{mf} 异常增多。这就可能引起严重超温,以致烧坏机组。

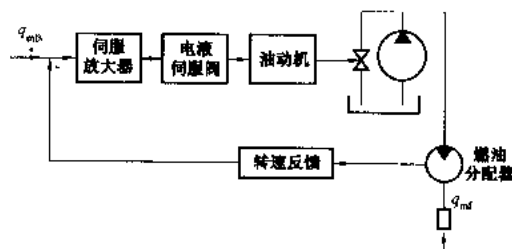


图 9 液体燃料 q_{mf} 随动系统

起/停控制 燃气轮机电站已可实现全自动化起/停。控制辅助设备的程序系统与燃料消耗率 q_{mf} 以及压气机进口导叶角 α 的连续调节系统相互配合,可完成起/停机的全过程。一般燃气轮机起动程序的主要步骤如下:

(1) 给出起动指令。

(2) 检查起动允许条件,如跳闸已复归且没有严重的故障。允许条件满足后,则开动辅助设备,使润滑油、液压油、压缩空气、电气等系统进入工作状态。打开压气机放气阀,关小压机进口导叶 (α 角)。

(3) 开动起动机。冷态拖动机组,同时进行清吹。到达点火转速 $[(0.15 \sim 0.2) n_0]$ 后给出点火燃料耗量,进行点火。点着火后(由火焰检测器检出)就进入暖机。若点火时间已到,没有点着火,点火失败,则重新清吹(燃用液体燃料时则需放出燃烧室内的积油)与点火。

(4) 暖机(轻型燃气轮机可免此步骤),将燃料消耗率降至暖机值,并一直保持到暖机时间终了。

(5) 暖机结束后, 增加燃料, 机组转速增高, 直至起动机脱扣转速 ($\approx 0.5n_0$)。

(6) 起动机与机组脱扣, 停止起动机, 继续增加燃料以提高机组转速。脱扣时的燃料量需谨慎安排, 过少时机组转速不能自持, 过多时, 则使压气机进入喘振, 机组也不能升速, 形成所谓热悬挂。

(7) 到达运行转速 ($\geq 0.95n_0$) 后, 关闭辅助润滑油泵和辅助液压泵, 关闭压气机放气阀。

随机组转速的升高, 按预定的规律逐渐开大压气机进口导叶 (α 角)。

(8) 起动完成, 等待并网。

(9) 自动同期, 合闸并网。

(10) 自动增加转速给定值 n_s , 升负荷至所选定值或至温控。

升速过程中常可安排转速给定值 n_s 按预定规律随时间上升, 通过转速调节来控制燃料量。

一般燃气轮机正常停机的主要步骤如下:

(1) 给出正常停机指令, 自动降低转速给定值 n_s (如原在温控, 则自动退出温控), 降负荷, 直至零负荷。

(2) 逆功率自动解列。

(3) 继续降 n_s , 机组降速。

(4) 降速至 $0.95n_0$, 开辅助润滑油泵, 开压气机放气阀。

(5) 降速至 $0.5n_0$ 左右, 或解列后已达一定时间 ($\approx 5 \text{ min}$), 切断燃料供应 (解列后不立即切断燃料供应是为了减小温度骤降引起的热应力, 称为热停机, 多为重型燃气轮机采用)。机组进入惰转、继续降速。

(6) 空气压缩机、液体燃料泵停运。

(7) 惰转到接近零转速时, 冷盘车程序开始。

(8) 冷盘车时间到, 中止冷盘车程序。

(9) 停辅助润滑油泵和辅助液压泵。

报警与保护项目 其功能是: 某些参数超过 1 值而进入危险区, 或是某故障逻辑成立时, 报警。参数超过 2 值而深入危险区时, 立即使机组跳闸 (紧急停机)。

跳闸功能 是通过关闭燃料截止阀并使燃料消耗率指令 q_{fuel} 置零, 双管齐下来实施的。

常见的重要报警与跳闸项目有: 超速、超温、熄火、点火失败、热悬挂、振动和轴位移超限、进口空气过滤器压差超限、润滑油压低、液压油压低、火灾和转速信号故障等。

重要的报警项目有: 排气热电偶故障、火焰探测器故障、润滑油油位低、液压油油位低、执行机构位置故障和排气有害成分超限等。

排气有害成分被做成专页检测显示, 并定期打印,

送交环保部门备案。

ranqilunji panchezhuangzhi

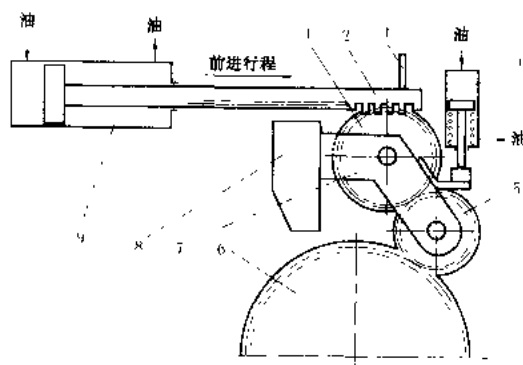
燃气轮机盘车装置 (turning device of gas turbine unit)

缓慢转动转子使之均匀冷却, 以避免停机后转子弯曲变形的设备。重型燃气轮机因零部件较为厚重, 停机后机组温度仍很高, 冷却时上部温度高于下部, 将使转子发生弯曲。采用盘车装置旋转转子后, 转子可上下均匀冷却而避免弯曲。

盘车装置应有原动力、传动和离合设备。有连续盘车与间歇盘车两类。连续盘车一般用直流电动机驱动。由于燃气轮机转子只需很慢地旋转 (例如一分钟数转), 故盘车电机与转子之间的减速比很大, 常用蜗轮蜗杆减速装置。

间歇盘车是间隔一定时间盘动转子旋转一定角度 (一般为 $45^\circ \sim 120^\circ$)。将上述盘车装置的电动机用一控制器, 按间歇盘车要求来供电, 就成为间歇盘车装置。

图中给出一种用液压动力的间歇盘车装置示例。它用液压油动机通过齿条和齿轮传动系统, 带动与机组转子连接的从动齿轮来转动转子。由能绕着惰轮轴来回摆动的机构和啮合油动机来实现离合, 齿条上的传动杆带有一行程限位开关, 以控制盘车动作。当盘车装置未投入工作时, 啮合油动机中卸油, 摆动架靠重块压下, 与从动齿轮分离, 齿条处于图示的位置。盘车装置投入工作后, 两个油动机按图示的箭头方向流入压力油, 摆动架被压下, 与从动齿轮啮合, 齿条按前进行程方向运动, 使机组转子旋转 45° 。此后, 啮合油动机泄油, 摆动架转至分离位置, 齿条则由油动机带动, 反向运动至图示位置。等待 3 min 后, 重复上述动作, 实现间歇盘车。



液压盘车装置

1—惰轮; 2—齿条; 3—传动杆; 4—啮合油动机;

5—摆动离合齿轮; 6—从动齿轮; 7—摆动架;

8—重块; 9—动力油动机

轻型燃气轮机的结构轻巧, 停机后冷却得快, 转子

不会产生弯曲变形,一般无盘车装置。

航机改型的且加装重型结构动力透平的燃气轮机,其燃气发生器为轻型结构,转子无盘车装置,动力透平转子则需盘车装置。

ranqi lunji qidongxi tong

燃气轮机起动系统 (starting system of gas turbine unit)

使燃气轮机从静止状态开始旋转,并加速到独立运行状态的设备。燃气轮机起动时,靠起动设备带动其转子旋转,加速到点火转速时,燃烧室点火燃烧,使机组继续加速到自持转速后,机组具备了独立运行的能力,起动设备停止工作。

起动系统的组成 由起动机、传动和离合设备和相应的控制系统组成;或采用变频转换器,将主发电机当作起动机使用。起动机需要有足够的功率。在单轴燃气轮机发电机组中,其功率为机组额定功率的3%~5%,分轴燃气轮机的起动机功率一般为机组额定功率的0.5%~3%。起动系统应有良好的扭矩特性,即在转速为零时扭矩应达到最大值(如图1所示),以克服机组转子的静摩擦力矩,使转子转动起来。

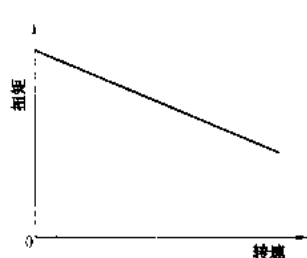


图1 所要求的起动扭矩特性

起动机种类 有直流电动机、交流电动机、柴油机、气体马达、膨胀透平和小型燃气轮机等。直流电动机的扭矩特性好,但需直流电源,仅用于中小型机组中。交流电动机和柴油机应用广泛,但扭矩特性差,需用变扭设备来改善。气体马达和膨胀透平的扭矩特性良好,可用于有压力气源的场所。小型燃气轮机若为单轴机组,需用变扭设备;若为分轴机组,其扭矩特性良好,不需变扭设备。

变扭设备 现广泛应用的是液力变扭器,如图2所示。它由泵轮、涡轮和导轮组成,其中充以润滑油。

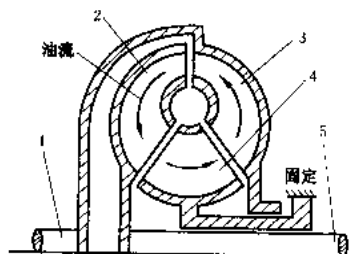


图2 液力变扭器

1 主动轴; 2—泵轮; 3—泵轮;
4—导轮; 5—从动轴

主动轴带动泵轮旋转,产生高速油流冲动涡轮,以带动从动轴旋转,由此输出扭矩。由于涡轮扭矩特性良好,因而变扭器输出的扭矩性能良好。机组开始起动时,变扭器中先不充油,泵轮无负荷,使起动机能轻松地旋转加速,当泵轮达到高速后,再将油注入变扭器,泵轮产生油流,使涡轮开始旋转而输出大扭矩。这样,既有利于扭矩特性差的起动机的自身起动,又能以大的扭矩来起动燃气轮机。

柱塞式液压泵与液压马达的组合也是一种能改善起动机扭矩特性的变扭设备。柱塞式液压泵由当起动机用的交流电动机带动,它是变排量泵。通过改变斜盘的角度来调节柱塞行程,以改变供油量。机组开始起动时,液压泵的斜盘角度置零,柱塞行程为零而无往复运动,供油量也为零,因而起动机能轻松地加速。达到额定转速后,调节斜盘角度使其变斜,柱塞开始作往复运动,使柱塞泵产生高压油(10MPa),流入液压马达以起动燃气轮机。显然,其效果与上述液力变扭器相同。由于液压泵与液压马达之间用油管连接,因而起动机与液压泵可任意布置在机组附近。

变频转换器 在大功率单轴燃气轮机发电机组中,较多地用加装变频转换器的方法来起动机组。起动时将发电机当作起动电动机使用,用变频转换器改变供给发电机的电频率,使其开始旋转时具有很大的扭矩,以拖动机组旋转和加速。到起动过程结束后,发电机恢复发电功能。

近年来投运的功率为数十千瓦的微型高速单轴燃气轮机发电机组,燃气轮机与发电机设计成一个整体,无减速齿轮,直接驱动发电机,转速达8000~10000 r/min。其发电机兼作起动机,亦用变频转换器。机组发电时,变频转换器则将发电频率降至50/60 Hz后输出。

ranqilunji reli xunhuan

燃气轮机热力循环 (thermodynamic cycle of gas turbine)

燃气轮机中燃气的热能转变为机械能所经历的封闭热力过程。应用最广泛的燃气轮机开式简单循环由以下四个热力过程组成:①空气在压气机内进行的绝热压缩;②压缩空气在燃烧室内进行的等压加热(燃烧);③燃气在透平内进行的绝热膨胀;④从透平排出的燃气在大气中进行的等压放热。这个循环称为布雷顿循环。

热力循环的指标及其影响因素 循环热效率 η 和比功 W 是衡量燃气轮机性能的两项指标。燃气轮机的循环热效率是指它输出的功与输入的热能消耗之比,是反映机组热力循环经济性的一项重要指标。对于发电用机组,也可以用发出每千瓦·时电能的耗热量来

表示。燃气轮机的比功是指单位时间内进入燃气轮机的单位质量空气所能输出的功,它的单位是 kW/kg 空气 $\cdot \text{s}^{-1}$, 或 kJ/kg 空气, 是反映机组性能的另一项重要指标。

燃气轮机的燃气初温 t_3 、压比 ϵ 、大气状态参数 p_1 和 t_1 以及各部件的效率等参数, 都是可影响循环指标变化的因素。

初温和压比变化对热力循环指标的影响 简单循环的循环热效率、比功与初温和压比的变化关系见图 1。从图中可以看出:

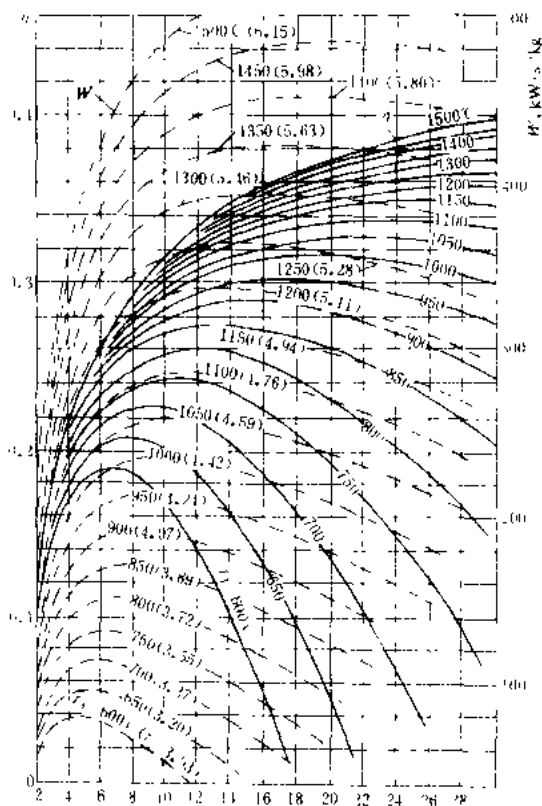


图 1 简单循环的热效率 η 、比功 W 与燃气初温 t_3 (温比 $\tau = T_3/T_1$) 和压比 ϵ 的变化关系

$t_1 = 15^\circ\text{C}$, $p_1 = 0.1013 \text{ MPa}$, 透平效率 0.88,
压气机效率 0.87, 燃烧室效率 0.98, 机械
效率 0.99, 流阻损失 0.06

(1) 循环热效率和比功都是随着温比升高而增大, 也是随着初温 t_3 升高或大气温度 t_1 降低而增大。由图 1 可见, t_3 从 800°C 提高到 900°C , 最佳循环热效率可相对增加 11.5%, 最佳比功可相对增加 26%。因此, 改进叶片冷却技术和不断开发新的耐高温材料以提高初温, 是提高燃气轮机热效率和功率的最主要措施。

(2) 在一定的温比或初温下, 对应于循环热效率和

比功, 都分别有一个最佳压比 ϵ_η 和 ϵ_w , 即压比在此数值时, 循环热效率和比功分别达到最佳值, 并且, 此最佳压比的数值随着温比或初温升高而增大。因此, 如果为了提高燃气轮机的 η 和 W 而提高初温, 还应该提高初温的同时, 相应提高压比。

(3) 最佳循环热效率时的压比 ϵ_η 与最佳比功时的压比 ϵ_w 的数值并不相等, ϵ_η 值要大于 ϵ_w 。因此, 在温比和初温已确定的条件下, 应按照具体情况来选取压比设计值。对于应用于发电的燃气轮机, 减少燃料消耗是基本要求之一, 即应选用 ϵ_η 为设计压比, 但通常由于 ϵ_η 值较大, 要设计制造这样高压比的机组, 会由于压气机特性和结构等问题的限制而存在一定困难, 因此, 实际选用的设计压比值要低于 ϵ_η 。

大气状态参数 t_1 、 p_1 变化对热力循环指标的影响

大气压力 p_1 降低, 使空气密度减小, 进入燃气轮机的空气流量也就相应减少, 在同样的燃料喷入量时, 燃气初温将相应升高。由于燃气初温不允许超越额定高限, 不得限制燃料喷入量。因此, 燃气轮机最大功率会受空气密度降低的影响而减小。但循环热效率不受影响。

大气温度 t_1 升高, 在燃气轮机初温 t_3 不变的条件下, 相当于温比下降, 如图 1 所示, η 和 W 都将随温比的下降而减小。并且, 由于 t_1 升高, 空气密度减小, 与 p_1 降低所致效果一样, 会使机组的最大功率降低。

各项部件效率变化对热力循环指标的影响 由于燃气轮机的有效输出功率只占透平膨胀功的 1/3 左右, 因此透平、压气机、燃烧室的效率以及这些部件的流阻损失的变化, 对机组循环热效率和比功的影响都是较大的。一般情况下, 透平效率相对变化 1% 时, η 就要相对变化 3%~4%; 压气机效率相对变化 1% 时, η 要相对变化 2%~3%; 燃烧室效率相对变化 1% 时, η 则会相对变化 1%; 各部件流动阻力损失相对变化 1% 时, η 相对变化 2% 左右。这些因素的变化对比功也有近似的影响。

几种常见的燃气轮机热力循环方式 按载热工质的流动过程, 燃气轮机的热力循环分为开式循环和闭式循环两类; 按载热工质的能量传递过程, 则有简单循环和复杂循环之分。开式简单循环前已述及, 是燃气轮机应用最广的一种方式。回热循环、中间冷却和中间再热循环则是几种常见的复杂开式循环方式, 目的都是为了提高热效率或比功。

回热循环 图 2(a) 是回热循环燃气轮机的示意图。它除了开式简单循环所含有的压气机、燃烧室和透平三大部件外, 另外增设了一套回热器。鉴于透平的排气温度 t_4 很高, 一般为 $400\sim 600^\circ\text{C}$, 而压气机的出口

空气温度 t_2 比 t_1 低, 一般为 $200 \sim 300^\circ\text{C}$ 。倘若使透平的

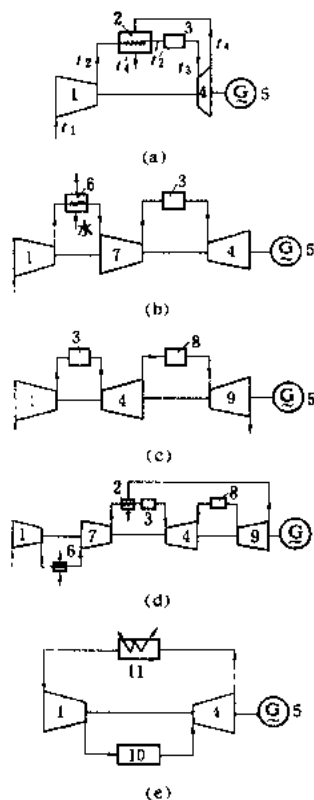


图2 几种常见的复杂循环方式示意图

(a) 回热循环燃气轮机; (b) 一级中间冷却循环燃气轮机; (c) 一级中间再热循环燃气轮机; (d) 中间冷却、再热、回热循环燃气轮机; (e) 闭式循环燃气轮机

1—压气机; 2—回热器; 3—燃烧室; 4—透平; 5—发电机(负荷); 6—中间冷却器; 7—高压压气机; 8—再热燃烧室; 9—低压透平; 10—加热装置; 11—冷却装置

排气经过回热器后再排向大气, 让排气的热能部分地被用来加热压气机出口的空气, 使其温度由 t_2 提高到 t_2' , 排气的温度则降至 t_1' , 那么, 当燃气初温 t_3 恒定时, 就可减小燃烧室内的加热温升, 由此节约了燃料, 提高了循环热效率。回热循环的回热度用 $\mu = (t_2' - t_2) / (t_3 - t_2)$ 表示, 一般选用 $0.50 \sim 0.85$ 。采用回热器后, 回热循环的最佳压缩比 ϵ_p 和 ϵ_w 都会较大幅度地减小。

中间冷却和中间再热循环 图2(b)、(c)分别是一级中间冷却和一级中间再热循环燃气轮机示意图。这两种循环的目的是为了提高机组的 W 和 η 。采用中间冷却循环方式就是将空气经过压气机的低压部分压缩到一定程度后, 引到中间冷却器中去进行冷却, 然后再进入压气机的高压部分再次进

行压缩。这样, 可以减少压气机的耗功量, 使机组的比功增大。采用中间再热循环方式就是将燃气在透平高压部分做功, 并降低压力和温度之后, 进入增设的再热燃烧室, 再次加热至 t_3 , 然后, 引到透平低压部分去再度膨胀和做功。这样, 可以在不提高燃气初温的条件下, 增加透平的做功量, 使机组的比功增大。

采用这两种循环后, 其最佳循环热效率和最佳比功的对应压比 ϵ_p 和 ϵ_w 都会比简单循环者高, 因此, 在设计时还得提高机组的压比, 才能获得效果, 也只有在高压比条件下, 这两种循环的热效率才会同时增高。

由于复杂循环机组的结构复杂、体积和重量都增大很多, 长期以来未能获得发展。近年来为了进一步提高燃气-蒸汽联合循环机组的功率和效率, 中间冷却和中间再热循环又被提上了日程(见湿空气透平循环)。

闭式循环 图2(e)为闭式循环燃气轮机的示意图。在透平出口与压气机进口之间加装一个冷却器。透平排气不排向大气, 经冷却器后, 再重新进入压气机进行压缩, 然后引到加热装置加热, 再进入透平膨胀做功。闭式循环的设备多、体积大, 而且燃气初温不能太高, 因而很少应用。但有人设想在高温气冷堆中, 若用氦气作为载热工质, 有利于提高核电的循环热效率, 所以有望在核电领域获得应用。

燃气轮机使用的燃料

(fuels used in gas turbine unit)

目前燃气轮机还只能燃用液体燃料(煤油、柴油、重油、渣油和原油)与气体燃料(天然气、油井伴生气、焦炉煤气、高炉煤气、炼厂气和合成煤气)。燃气轮机用的燃料必须通过选择或处理后才能适用。对它们的性能要求以及它们的使用场合和处理措施列于表中。

对燃气轮机用燃料特性的要求

燃料种类	使用场合	对燃料特性的要求与处理措施	燃烧特性
液体燃料	航空煤油	航空发动机	燃料能迅速蒸发和燃烧, 应及时供应适量空气, 燃烧热强度很高, 容易燃烧完全, 一般为不发光火焰
	轻柴油	1. 船用、车用燃气轮机 2. 工业用燃气轮机 3. 发电用燃气轮机及其联合循环	350°C时的馏出量之质量百分数不低于85%, 闪点不低于60°C, 硫分的质量百分数不大于0.5%, 20°C时的黏度不超过 $(2.5 \sim 9) \times 10^{-6} \text{m}^2/\text{s}$, 不含水分, 无机械杂质和水溶性的酸和碱, 凝固点不高于 $-10 \sim -30^\circ\text{C}$ 。应根据使用地区的气温选择柴油牌号, 以满足对凝固点的要求

续表

燃料种类	使用场合	对燃料特性的要求与处理措施	燃烧特性
液体燃料	渣油、重油和原油	<p>不宜采用热稳定性差的热裂化渣油。在固定式燃气轮机中，渣油的凝固点控制在$-5\sim-15^{\circ}\text{C}$范围内，运输式燃气轮机中，则为$-10\sim-0^{\circ}\text{C}$。采用离心式分离装置时，渣油黏度不能超过$7.7\times 10^{-4}\text{m}^2/\text{s}$，希望低于$3.29\times 10^{-4}\text{m}^2/\text{s}$（$37.8^{\circ}\text{C}$时），相对密度不大于0.96（$90\sim 95^{\circ}\text{C}$时）；采用静电分离装置时，渣油黏度希望低于$1.10\times 10^{-4}\text{m}^2/\text{s}$（$37.8^{\circ}\text{C}$时），相对密度不大于0.934（$162^{\circ}\text{C}$时）。在雾化前，渣油、重油和原油都必须加温减黏。用高压空气雾化时，黏度要降低到$20\times 10^{-6}\text{m}^2/\text{s}$；用低压空气雾化时，黏度不高于$10\times 10^{-6}\text{m}^2/\text{s}$。必须采用水洗法除去油中的K、Na等盐分。燃气初温$t_3>950^{\circ}\text{C}$后，清洗后的油中K、Na的质量分数总含量不能大于10^{-6}。如油中的V含量的质量分数大于10^{-6}时，就要掺混防V腐蚀的镁盐阻化剂，Mg/V的质量比为3.0~3.5</p>	燃料不易蒸发和燃烧，必须用空气或蒸汽帮助雾化。雾化颗粒的平均直径应小于 $100\mu\text{m}$ 。容易发生打油、积炭和排气冒黑烟现象。机组负荷降低时，燃烧效率的减小幅度较大，是发火光焰
气体燃料	<p>1. 天然气管线增压站用燃气轮机</p> <p>2. 发电用燃气轮机及其联合循环</p>	<p>主要成分是CH_4，并含有少量的C_2H_6、C_3H_8和C_4H_{10}，其他气体的含量甚少，热值为$35\sim 41\text{MJ}/\text{m}^3$。使用前必须把所含的液体和杂质分离干净</p> <p>液化石油气的主要成分是C_3H_8和C_4H_{10}等，热值高于$80\sim 100\text{MJ}/\text{m}^3$</p>	很容易燃烧，只需更换燃气喷嘴，原先烧液体燃料的燃烧室在总体尺寸和配气关系上无需作修改，就能很好地燃烧天然气，是不发火光焰
气体燃料	<p>1. 热值大于$15.1\text{MJ}/\text{m}^3$的高热值气体燃料</p> <p>1) 天然气（包括液化天然气）和油井伴生气</p> <p>2) 焦炉煤气</p> <p>3) 液化石油气</p>	<p>钢铁厂的高炉鼓风用燃气轮机或自备的燃气轮机电站</p>	
气体燃料	<p>2. 热值介于$6.3\sim 15.1\text{MJ}/\text{m}^3$的中热值气体燃料</p>	<p>主要是用O_2气为气化剂的煤和重油的气化合成煤气，无回注N_2掺混。主要成分是：H_2、CO、CO_2和水蒸气</p>	原先燃烧液体燃料的燃烧室总体尺寸不用改变，但需适当调整一次空气的配气关系。在更换燃气喷嘴后，就有可能很好地燃烧
气体燃料	<p>3. 热值小于$6.3\text{MJ}/\text{m}^3$的低热值煤气</p> <p>1) 用空气为气化剂的煤或重油的气化合成煤气</p> <p>2) 用O_2气为气化剂的煤或重油的气化合成煤气，与回注N_2掺混</p> <p>3) 高炉煤气</p>	<p>主要成分是H_2、CO，并含有数量较多的CO_2、N_2和水蒸气。热值与煤种和气化方式有关。燃烧前应把煤气中含尘量减少到$2\text{mg}/\text{m}^3$以下，并除去碱金属和H_2S等有害物质</p> <p>钢铁厂的高炉鼓风用燃气轮机或自备的燃气轮机及其联合循环电站</p>	<p>不太容易燃烧，易发生熄火现象。低负荷时燃烧效率下降很多。燃烧室的横断面积和长度都必须加大，空气流量的分配关系要作很大的调整。在燃烧高炉煤气时，需要安装值班喷嘴，甚至要掺混焦炉煤气。烧气喷嘴的尺寸较大，喷气速度不能太低，否则会出现振荡燃烧现象</p>

ranqilun tonglu bufen qingxi xitong

燃气轮机通流部分清洗系统 (cleaning system for flow path of gas turbine unit)

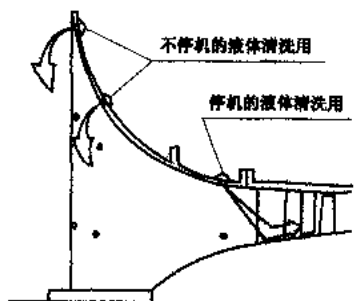
燃气轮机运行一段时间后,在压气机叶片上将会积垢,燃用原油或重油时,在透平叶片上也会积垢,这都会导致机组功率和效率的降低。为此,必须清洗除垢,以恢复出力 and 效率。

通流部分的清洗方法有两类,即固体颗粒冲刷清洗和液体清洗。

固体颗粒冲刷清洗 用比金属材料软而有一定硬度的颗粒,在机组运行时送入,对叶片上的垢物进行冲刷和剥离。常用的颗粒材料是一些果壳或果核的碎粒,尺寸约为 1.5~4 mm。清洗压气机叶片时,从压气机进口处送入;清洗透平叶片时,从燃烧室部位加入。为保证机组安全运行,清洗应在低负荷或空负荷下进行。

采用颗粒冲刷清洗时,颗粒可能堵塞一些小孔通道,例如:透平冷却叶片的小孔,某些密封空气的流道等,故已不再推荐使用。

液体清洗 用能溶解垢物的溶剂与水配制的清洗液,在压气机进口处喷入,以清洗压气机的叶片。分在线(运行中)清洗和离线(停机)清洗两种。图中是一台机组的压气机清洗液喷口的布置示例。



压气机液体清洗喷口的布置

离线清洗是在机组停运后被起动机带转的条件下进行的。过程分为:浸湿、清洗、漂洗和干燥四个阶段。浸湿是喷入少量清洗液来浸湿垢物,以利清洗;清洗是喷入较多的清洗液清洗;漂洗是喷入较多的水来冲洗干净;干燥则是将机组内所有的水排出,并使机组干燥。

在线清洗的优点是机组能连续地在低负荷下运行,但主要对压气机前面一些级较有效,后面的级由于气体温度升高,清洗液会被加热蒸发,清洗作用就下降,而且前级中清洗下来的垢物可能被烤干,重新积到后面的热部件上去,故清洗效果不如离线清洗者好。

用液体清洗法来清洗透平叶片时,只能用离线清洗方案。

在海洋环境下运行的燃气轮机中,压气机叶片会

积盐,可定期用水作离线清洗。

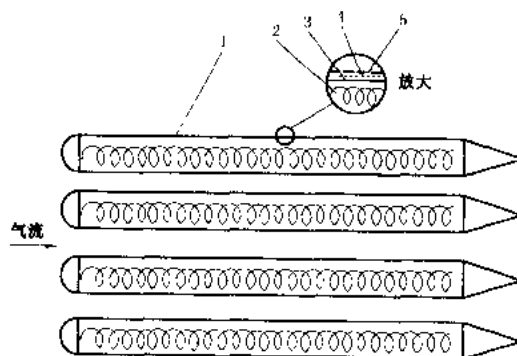
ranqilun xiaoshengqi

燃气轮机消声器 (silencer for gas turbine unit)

降低燃气轮机运行时向周围辐射的噪声,使之符合环保要求的设备。压气机和透平中气体流动将产生强烈的气动噪声,并通过机组的进气道和排气道向外辐射。进气口处主要是压气机噪声,以高频(4000~16000 Hz)为主;排气口处主要是透平噪声,以中低频(63~1000 Hz)为主,噪声的声级可达120 dB(A)以上。此外,还有机组运行的机械噪声。它们都会对环境造成严重的污染。必须在燃气轮机的进气道和排气管上加装消声器,并对机组采取隔声措施,以使机组周围噪声声级不超过 85~90 dB(A);控制室内降至 65~70 dB(A)以下;在距离机组 120 m 处则降至 45 dB(A)。

消声器的类型 按工作原理分,有阻性与抗性两种。阻性消声器采用多孔的吸声材料来消声,它对高频噪声的消声效果好。抗性消声器是以扩张室或共振腔来消声,对中低频噪声的消声效果好。由于燃气轮机的噪声主要是高频成分,因而广泛应用阻性消声器,仅有少数机组的透平排气采用阻抗复合式消声器。

阻性消声器的结构 用多块平行布置的消声片组成,结构示例如图所示。它用超细玻璃棉来吸声,当噪声的传播通过两块消声片之间的通道时,即被部分吸收而衰减,衰减量与消声片长度成正比,故消声器长度由所需消声量来决定。消声片是由穿孔护面板等元件,将吸声材料包在其中而组成的,以防吸声材料被气流吹走。护面板的穿孔率大于 20%,使噪声不受阻碍地传入吸声材料而被吸收。



片式阻性消声器

1- 消声片; 2- 超细玻璃棉; 3- 玻璃纤维布;

4- 金属网; 5- 穿孔护面板

超细玻璃棉吸声效果良好,但主要用于进气消声

器中,因为当温度高于 538℃ 以后,它会收缩和熔化而失效。当燃气轮机的排气温度高于此值时,排气消声器需用耐高温的矿渣棉。

进气消声器应耐潮湿。在海洋环境下,穿孔护面板和金属丝网的材料应耐海水腐蚀。排气消声器要耐高温,常用耐热不锈钢做穿孔护面板等,且消声片及其固定结构应充分考虑热膨胀和机组起停时产生的热冲击问题。

消声器的布置 进气消声器应布置在空气过滤器后面的进气道中,排气消声器则布置在排气管道或烟囱内。有余热锅炉时,由于余热锅炉有一定的消声量,可减小加装排气消声器的长度。布置的位置视具体情况而定,如:可布置在余热锅炉的排气管道内;或在燃气轮机与余热锅炉之间的烟道内;或在以上两处均布置一部分。当有旁通烟囱时,该烟囱内应设置排气消声器。

隔声 将燃气轮机用吸声板“罩”起来,就有隔声效果,它兼起隔热作用,还可防雨,以便机组装在室外。燃气轮机加罩后大体上呈长方体,形似箱体,故常称箱装式机组。

燃气轮机与联合循环机组的典型故障 (typical troubles happened in gas turbine and combined cycle unit) 燃气轮机与联合循环机组因高温、高速旋转、高强度燃烧、空气不洁、燃料不洁和

润滑油不洁或零部件设计不当等原因而引起的不能正常运转或丧失工作能力的事件。对典型故障的研究,着重于故障的现象、成因和排障对策的分析上。其中轴系振动、叶片振动和热应力等问题与汽轮机中发生的故障相似。

为了保证电厂的可靠运行,必须把燃料的储运、处理和检测工作当作电厂的关键工作来抓,以确保进入燃气轮机的燃料符合质量要求,否则运行中将会发生:①固体杂质堵塞滤网和喷嘴,甚至导致燃油泵磨损;②过高的含水量引起喷嘴积垢,致使燃油的雾化质量恶化,燃烧不完全,甚至导致燃烧室积炭;③K、Na、V 等微量元素过量,引起透平积垢和腐蚀;④燃油污染后会产生高分散度的活性胶团,它能把水和各种盐类网于其间,无法用离心机进行分离。

此外,还需注意润滑油和液压油系统的清洁度。由于在燃气轮机的液压控制系统中,采用了电液伺服阀、液压柱塞泵等精密元件,油系统中若含有固体杂质,就会造成这些元件的磨损、剥蚀、振动、控制阀窗口堵塞、阀芯卡住等故障,由此会导致元件尺寸误差、性能下降、不能正常工作、寿命缩短,甚至自动控制系统失灵,使机组突然停机。液压系统的故障大约有 70% 是因油液被固体颗粒污染所致。在润滑油系统中倘若含有固体颗粒,就会使精密的转子轴颈、轴承、齿轮的表面拉毛、划伤和加速磨损。

下表中列出了—些典型故障的现象、成因与排障对策。

典型故障的现象、成因与排障对策

故障名称	现象	成因分析	排障对策
机组或排气管道的爆炸	机组的燃烧室、燃气透平通流部分的零部件或排气管道被炸毁	①燃气轮机停机后,由于燃料阀门不严,有一定数量的天然气或液体燃料漏入燃烧室以及其后的流道内,当机组重新启动而未能强烈通风就点火。 ②燃气透平后的排气流道设计得不通畅,有死角,容易滞留点火不着或熄火后残存的燃料,当机组重新启动而未能强烈通风就点火	①改善阀门的严密性,防止燃料漏入燃烧室。在机组重新启动时,先使机组在特定转速下运转几分钟,把漏入的燃料排尽,此后才能点火启动。 ②改善排气流道的设计,使其通畅,不留死角,机组重新启动时必须先通风
热悬挂	机组启动加速到起动机脱扣后,机组转速停止上升,运行声响异常,即使继续增大燃料供入量,使燃气透平前的燃气温度随之升高,但机组的转速不但不增高,甚至有下降的趋势,最终导致启动失败	供入燃烧室的启动喷油量过大,或者是随着机组转速的增高,燃料的增速率过快,致使机组的启动过程线超越压气机的喘振边界线,使压气机发生失速现象,增大了压气机增速所需要的扭矩,致使起动机脱扣后,机组的剩余扭矩降为零	控制启动喷油量和燃料的增速率,不使过大,对于自动启动系统来说,应调整燃料加速控制电压,不使超过规定值。 对于回油式喷嘴来说,应调整回油杆的位置,不使启动喷油量过多

续表

故障名称	现象	成因分析	排障对策
燃烧室点火失败	在燃烧室内无法形成点火花或点火花炬	①电点火器线圈失电或断路。 ②点火器电极被积炭短路。 ③由于燃油旁通伺服阀故障、燃油流量分配器内残存高粘度的渣油以及电磁离合器的线圈故障无法传动主油泵等原因,致使起动点火油压或主燃油压力过低。 ④由于喷嘴中雾化空气供应不正常,致使起动燃料雾化不良,无法被电火花点燃	①排除线圈故障,建立正常的点火电压。 ②清洗电极上的积炭。 ③排除线圈故障,使主燃油泵正常运行,建立适宜的油压,排除燃油旁通伺服阀的故障,清洗燃油流量分配器。 ④清洗喷嘴中雾化空气流道,不使被积炭堵塞,调整雾化空气系统,使之建立正常的雾化空气压力,排除雾化空气系统的泄漏
燃烧室火焰管和过渡段烧坏、变形与开裂	①联焰管与火焰管插座的接触处,联焰管与联焰管卡板的接触处,火焰管与喷嘴头部旋流叶片的接触处,火焰管插入燃烧室后燃气过渡段的接触处以及燃气过渡段与透平第一级静叶持环的密封片等部分磨损严重。 ②燃气过渡段发生严重裂纹。 ③联焰管烧毁。 ④旋流叶片断裂。 ⑤火焰管局部裂纹。 ⑥火焰管过渡锥顶烧毁、开裂或塌陷	①磨损严重主要是设计不当,材料用得不合理。 ②旋流叶片断裂后,会引起火焰管头部气流速度场变形,火焰伸长,容易引起各燃烧室之间空气流量分配不均,致使某些燃气过渡段过热烧坏。 ③燃油喷嘴前的逆止阀不严,当停机前用柴油冲洗燃油管道时,有燃油被泄漏到燃烧室外壳的底部,而起动失败泄油阀又被堵塞,致使这些积油无法排出。停机后,由于燃烧室的温度仍然很高,经传热后可使积油自燃,将燃烧室底部的火焰管、整流套和燃气过渡段烧毁	①改进设计,不宜使旋流叶片悬臂支承火焰管,以解决叶片断裂问题。 ②燃气过渡段要加强刚性,防止开裂,以免空气分配不均。 ③改善喷嘴的雾化质量,特别是低负荷工况下燃烧重油时,防止在过渡锥顶和旋流器部位积炭和积油。否则在高负荷时,它们会复燃,致使火焰管过渡锥顶或局部地段过热、变形并开裂。 ④更换不严密的逆止阀,防止燃油泄漏到燃烧室外壳的底部,起动失败后疏通泄油阀,必要时可加大泄油管的尺寸
燃烧室振荡燃烧	燃烧室有轰鸣声,整台机组有强烈的振动	一般是因设计不当所致,在燃烧气体燃料时,气流喷射压降过低,致使燃烧火焰的脉动频率与火焰管的自然振动频率重合,从而发生共振	改进设计,加大气体燃料的喷射压降,使燃烧火焰的脉动频率避免开火焰管的自然振动频率
燃气透平前温度场不均匀	燃气透平排气侧各温度测量值的偏差超过正常规定值,致使机组跳闸	某些燃气过渡段严重开裂,致使各燃烧室之间空气流量分配不均匀	改进燃气过渡段的刚度设计,防止开裂
压气机叶片磨损、开裂或折断	揭缸检查时,发现压气机叶片有磨蚀痕迹,甚至有裂纹,在机组运行时,有叶片折断后撞击气缸的声响	①压气机入口未装空气过滤器,在多尘的条件下运行,会吸入大量的尘粒,把压气机叶片磨蚀。 ②设计不当,压气机叶片因共振而断裂	①安装空气过滤器,防止尘粒进入压气机。 ②改善叶片的设计,防止共振,确保叶片的强度
透平叶片磨损、开裂或折断	揭缸检查时,发现透平叶片有磨蚀痕迹,甚至有裂纹。在机组运行时,有叶片折断后撞击气缸的声响,甚至有断叶片从排气口飞出	①压气机入口未装空气过滤器,在多尘的条件下运行时,砂粒会通过压气机和燃烧室而进入燃气透平,把叶片磨蚀。 ②燃用含硫和Ni量较多的原油或重油,燃烧后会产生很硬的颗粒,把透平叶片磨蚀。 ③设计不当,透平叶片因强度不够或共振而断裂	①安装空气过滤器,防止尘粒进入机组。 ②选用合适的燃油,防止因燃烧而生成坚硬的固体物质。 ③改善叶片的设计,防止共振,确保叶片的强度

续表

故障名称	现象	成因分析	排障对策
透平叶片 腐蚀和烧蚀	揭缸检查时,发现叶片有烧蚀、机盐腐蚀或高温硫化腐蚀斑痕,严重时叶片顶部尺寸会缩短许多	①燃用含Na、K、V量超标的渣油或原油,未对燃油进行水洗和添加防机盐腐蚀的阻化剂,或是水洗质量未达标。 ②机组布置在燃煤电厂烟道的下游,从压气机中吸入含硫化物较多的烟气,在燃烧含Na、K含量较多燃料时,会发生高温硫化腐蚀。 ③叶片材料选择错误,没有防腐涂层。 ④燃烧室火焰过长且超温,使叶片烧蚀	①确保燃油质量和水洗处理的质量。 ②合理选择燃气轮机电厂的布置位置,防止吸入含硫化物较多的烟气。 ③确保叶片的材质。 ④注意监督燃烧室的运行,发现燃烧火焰异常时,及时停机检查,排除故障
压气机喘振	机组有异常的轰鸣声,监视仪表的参数(如压气机的压力,机组的排气温度等)有相当幅度的偏摆	①由于控制系统故障,致使压气机的防喘放气阀没能及时打开。 ②压气机设计不当,致使机组的运行线过于接近压气机的喘振边界	①及时排除防喘放气阀操作系统的故障。 ②改善压气机的设计
机组带不上负荷	机组在额定转速和额定的燃气初温下,带不足与大气温度与压力相对应的最大负荷,同时机组的效率也有所下降	①压气机的通流部分被尘埃污染了。 ②透平的通流部分被重油灰渣积垢堵塞了。 ③透平叶片被腐蚀变短了	①清洗压气机和燃气透平的通流部分。 ②更换被严重腐蚀的透平叶片
余热锅炉受热面和大梁烧损	发现余热锅炉上部护板烧红,灭火后发现高、低压蒸发器、省煤器的鳍片管熔断,大板梁的覆板扭曲变形	在烧渣油时,由于雾化空气压缩机故障,雾化空气压力不足,致使渣油雾化不良,大量的炭黑和油滴积存到余热锅炉的尾部受热面上去,当机组停运后,炉温仍很高,使炭黑和油滴复燃	燃气轮机燃烧室的燃烧过程必须完善,不允许渣油用低压雾化空气进行雾化和燃烧。经常清除余热锅炉内的积炭和积油
分轴燃气轮机超速	分轴燃气轮机中的动力透平轴,因突然甩负荷而使其转速瞬间内飞升过高,致使危急保安器动作	由于分轴燃气轮机中,动力透平轴不联压气机而直接带负荷,因而当突然甩负荷时,轴的转速会激增	在机组正式投运前,应对危害保安器作试验,以确保在危险转速前能可靠地动作。有的机组还在动力透平前设置燃气紧急旁通阀

ranqilunji yu lianhe xunhuan jizu de xinneng shiyan
燃气轮机与联合循环机组的性能试验 (performance test of gas turbine and combined cycle unit) 在燃气轮机和联合循环机组正式投产前,必须进行的质量验收试验。它分为两个阶段:①当燃气轮机安装和调试完毕后,在机组处于崭新和洁净的情况下,单独进行燃气轮机的性能试验;②当联合循环的蒸汽部分安装和调试完毕后四个月内,在汽轮机和余热锅炉都处于崭新和洁净的情况下,对全台联合循环机组进行的性能试验。验收试验的目的是为了鉴定合同所保证的燃气轮机与联合循环机组的功率和热耗率等主要性能参数,以及其他一些有关安全、经济运行和污染排放水平的性能指标是否达标。

试验内容与试验条件的规定 包括必做试验和选做试验两部分。

必做试验 试验项目有:

(1) 机组发电功率的试验。在基本负荷和尖峰负荷工况下,测定燃气轮机和汽轮机发电机轴端的最大输出功率。

(2) 机组的热效率试验。测定在25%、50%、75%和100%的基本负荷和100%尖峰负荷工况下,机组的热耗率(或热效率)。

(3) 燃气轮机和汽轮机的超速保护装置与熄火保护装置试验。

(4) 余热锅炉的性能试验。

选做试验 试验项目应在验收试验前经合同双方

商定,并在合同中列出。可以包括:①调节系统和保护装置的性能试验;②启动和加载特性试验;③排气污染物(NO_x 、 CO 、 C_mH_n)的测定;④振动测定;⑤噪声级别的测定。

当然,所有性能参数都必须在机组已经达到稳态运行条件后才能测量。而且应当尽可能地使验收试验在接近于购货合同规定的大气温度、大气压力、相对湿度、压气机进口的总压降、燃气轮机的排气总压降、冷却水温度、汽水系统的补充水量(一般规定为 0 kg/s)、余热锅炉的排污量(一般为 0 kg/s)、发电频率、功率因数、燃料种类、燃料进入温度、发电机电压和机组为崭新和洁净状态的条件下进行。

试验中有关测试仪表、测量方法、测量精度、稳态运行条件以及测试数据的读取规定等,在各国的国家标准、行业标准及制造厂的标准中均有明确要求,例如ISO2314、美国的ASME PTC22、中国机械工业部标准等。

试验数据的整理与修正 在各发电机的轴端,通过有功功率表和无功功率表,可以测定燃气轮机的有功功率 P_{gt} 和无功功率 P_{rgt} ,以及汽轮机的有功功率 P_a 和无功功率 P_{rat} ,即

$$P_{gt} = \frac{n_{egt} \times 3600}{\tau_1 \text{const}_1} \text{ kW} \quad (1)$$

$$P_{rgt} = \frac{n_{rgt} \times 3600}{\tau_2 \text{const}_2} \text{ kV} \cdot \text{A} \quad (2)$$

$$\text{功率因素} \cos \varphi_{gt} = \cos \left[\arctan \left(\frac{P_{rgt}}{P_{gt}} \right) \right] \quad (3)$$

其中 n_{egt} 是实测的有功功率表计数器的转数(次), τ_1 是实测的旋转 n_{egt} 次所耗的时间(s), n_{rgt} 是实测的无功功率表计数器的转数(次), τ_2 是实测的旋转 n_{rgt} 次所耗的时间(s), const_1 和 const_2 是有功功率表和无功功率表的常数。显然,可以用相似的关系式来计算汽轮机的有功功率 P_a 、无功功率 P_{rat} 和功率因数 $\cos \varphi_a$ 。

由于试验中很难测定各辅机所耗的功率,因而上述测定的功率只是扣除了励磁机损失之后机组的毛功率,相应的热耗率也是毛热耗率。

但是,燃气轮机的输出功率 P_{gt} 和热耗率 $q_{e,gt}$ 都与机组实际试验时的环境温度 T_a 、环境压力 p_a 以及转速等许多因素有关。通常,机组所能保证达到的额定功率和热耗率都是相对于合同中所规定的特定条件而言的,而实际试验时的条件却往往与特定条件有一定偏差,为此必须对实测的 P_{gt} 和 P_a 进行修正,即

$$P_{gt}^c = P_{gt} C_{1a} C_{pa} C_{tr} C_{pf} C_d C_{pi} C_{pl} C_{w1} \quad (4)$$

$$P_{gt}^c = P_{gt} D_{1a} D_{pa} D_{pf} D_{w1} D_d D_{mex} D_{Tex} \quad (5)$$

式中 P_{gt}^c 和 P_a^c 分别是修正到合同所规定的特定条件时,燃气轮机和汽轮机的有功功率之输出。 C_{1a} 和 D_{1a} 是对试验时的大气温度 T_a 偏离合同规定值的修正系

数; C_{pa} 和 D_{pa} 是对大气压力 p_a 偏离的修正系数; C_{tr} 是对燃气轮机发电机转速(频率)偏离的修正系数; C_{pi} 和 D_{pi} 是对发电机功率因素偏离的修正系数; C_d 和 D_d 是对机组的工作状态因不可恢复的因素所致功率损失的修正系数; C_{pl} 是对压气机进口压力降偏离的修正系数; C_{pr} 是对燃气透平出口压力降偏离的修正系数; C_{w1} 是对燃烧室喷水量偏离的修正系数; D_{w1} 是对凝汽器冷却水温度偏离的修正系数; D_{mex} 是对燃气透平排汽流量偏离的修正系数; D_{Tex} 是对燃气透平排汽温度偏离的修正系数。这些修正系数应都由制造厂家提供备用。

因而,修正后的联合循环机组的毛功率 $P_{e,cc}$ 为:

$$P_{e,cc} = \sum_{i=1}^2 (P_{gt}^c) + P_{at}^c$$

计算中假定由2台燃气轮机与1台汽轮机共同组成一个联合循环。

进而可以按下式关系来计算在合同规定的特定条件下联合循环的热耗率 $q_{e,cc}$,即

$$q_{e,cc} = \frac{\sum_{i=1}^2 \dot{M}_i [Q_{ar,net,p} + c_{pl} (t_{im} - t_{i^*})]}{P_{e,cc}} \times 3600 \quad (6)$$

式中 $Q_{ar,net,p}$ 是燃料的定压低位发热量; c_{pl} 为燃料的比热容; t_{im} 是实际试验时测定的进入燃烧室的燃料温度; t_{i^*} 是合同规定的进入燃烧室的燃料温度; \dot{M}_i 是经过修正的在合同规定的条件下进入燃烧室的燃料质量流量(kg/s),即

$$\dot{M}_i = \dot{M}_{im} \frac{C_{Ta} C_{pa} C_{tr} C_{pf} C_d C_{pi} C_{pl} C_{w1}}{C_{Tar} C_{Tre} C_{de} C_{ple} C_{w1c}} \quad (7)$$

式中 \dot{M}_{im} 是试验时实际测定的燃料质量流量(kg/s); C_{Ta} 是大气温度 T_a 偏离合同规定值时对燃气轮机效率的修正系数; C_{Tre} 是燃气轮机发电机的频率偏离时对燃气轮机效率的修正系数; C_{de} 是因机组工作状态的不可恢复因素而导致的对燃气轮机效率的修正系数; C_{le} 是压气机进口压力降偏离时对燃气轮机效率的修正系数; C_{w1c} 是燃烧室的喷水量偏离时对燃气轮机效率的修正系数。这些修正系数也都应由制造厂家提供。只有当 $P_{e,cc} \geq P_e^*$ 、 $q_{e,cc} \leq q_e^*$ 时,机组的性能质量才算是合格的。式中 P_e^* 和 q_e^* 分别是在合同规定的特定条件下,厂家保证能够达到的机组的毛功率和毛热耗率。

若在做联合循环的性能试验时,燃气轮机已经运行了1年,那么只有当 $P_{e,cc} \geq 99\% P_e^*$ 、 $q_{e,cc} \leq 100.5\% q_e^*$ 时,机组的性能质量才能算合格。

最后应该指出,在做基本负荷的性能试验时,必须确保燃气透平的进气温度是设计保证值 t_{30}^* 。由于 t_{30}^* 很难实际测定,人们往往只能根据燃气透平排气温度 t_4 和实际试验时的大气温度 T_a 进行反推,为此,必

须要求制造厂家提供 $t_4' = f(T_a, \frac{P_{g1}}{P_{g2}})$ 的关系曲线, 以便确定做基本负荷验收试验时, 根据 T_a 和 $\frac{P_{g1}}{P_{g2}} = 100\%$ 值反推得到应该严格控制的 t_4' 之监控温度。

燃气轮机运行

燃气轮机运行 (operation of gas turbine)

燃气轮机投入使用的整个过程, 包括起动、正常运行、异常运行、停机和运行方式等相关内容。燃气轮机必须由其他动力(柴油机、电动机、汽轮机或带有变频器的同步发电机等)拖动起动, 待压气机建立一定流量和压力后方可点火, 逐渐升速。正常运行中的特点是燃气初温随负荷而变化, 满负荷时达到额定气温, 因而部分负荷时效率陡降。如燃料和空气中含有有害杂质时, 就会严重影响正常运行。高温部件是燃气轮机的薄弱环节, 其寿命除受燃料和空气质量影响外, 还与起动频繁程度有关。

当燃用重油、渣油或原油时, 燃油必须先经水洗处理, 使 K、Na 等含量达到标准值, 并添加抗钎镁盐阻化剂后, 才能使用。

起动 燃气轮机不能自行起动, 必须先采用另设的起动装置把它带动起来, 起动装置的功率一般为主机的 2% 到 5% (见燃气轮机起动系统)。

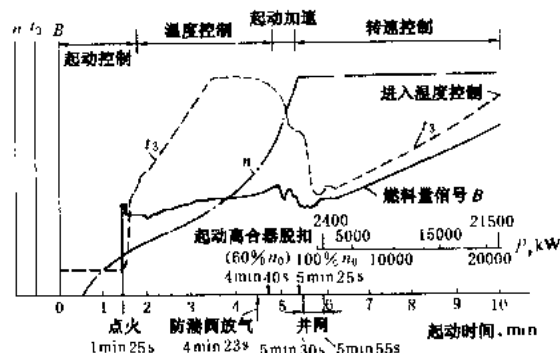
起动装置把燃气轮机从停止状态逐步带动起来, 当转速升到点火转速 (一般为额定转速的 15%~25%), 燃烧室内来自压气机的压缩空气已建立起一定流量时, 喷嘴开始喷射燃料并点火引燃 (正常运转时如燃用原油或重油, 机组起动时燃料应临时换用点燃性能较好的轻柴油)。此后, 转速、空气流量、燃气初温和透平功率随燃料量的增加而逐步增大。燃气初温和起动装置功率达到最高值后开始回降, 直到功率可以维持自持运转并有剩余量时, 起动装置便与燃气轮机脱扣 (此时转速一般为额定转速的 40%~60%), 于是燃气轮机依靠透平的剩余功率, 使转子继续升速到额定转速, 接着并入电网和接带负荷, 转入正常运转。

起动中, 压气机要经过低速区, 若压气机特性较陡, 点火转速较低, 工作点很难避开喘振区。对于这样的机组, 都采用在压气机第一级前加装进口可转导叶或在中间级加装放气防喘阀的办法, 以改变压气机的特性曲线, 或使压气机的工作点偏离喘振线, 以放宽压气机的稳定工作区。某台 20 MW 机组的起动曲线见下图。

燃气轮机起动所需时间与透平结构有关。发电用燃气轮机一般属于重型结构, 为避免引起过大热应力, 从静止状态起动到带满负荷, 一般需要 10~20 min。如采用航改型轻型燃气轮机驱动发电机, 起动时间只

需 2 min。

正常运行 在正常运行中, 燃气轮机的工作条件总是处于经常变动中, 它的负荷要根据用户需求进行



某台 20 MW 燃气轮机的起动曲线

调整, 大气温度和压力也因季节和所在地区不同而有所变动。因此, 燃气轮机常在偏离设计工况下运行。

大气温度、压力的影响 大气温度升高, 不仅使燃气轮机出力降低, 还影响它的效率。大气压力降低只影响燃气轮机出力, 对效率影响很小。海拔对燃气轮机的影响是通过大气参数传递的。一般情况是: 海拔每升高 1000 m, 气压下降约 10 kPa, 气温下降约 6.5℃, 因此机组的实发功率和实际效率均需按气温、气压进行修正 (见燃气轮机热力循环)。

部分负荷工况 部分负荷对燃气轮机经济性有显著影响, 但影响程度随轴系型式而异 (见燃气轮机轴系方案)。对于单轴燃气轮机来说, 由于压气机与透平同轴, 在恒定的额定转速下运行, 部分负荷时的空气流量与额定负荷时相比, 变化很小 (稍有增加), 因而在减少燃料量时, 燃气初温要降低很多, 致使燃气轮机的效率降低较多。对于分轴燃气轮机来说, 由于压气机的转速和空气流量是随负荷减小而降低, 因而在带部分负荷时燃气初温的变化与额定负荷时相比, 相对要小, 由此对经济性的影响就比较小。以空负荷油耗量为例, 分轴燃气轮机的空负荷油耗量约占额定负荷时的 22%~24%, 而单轴燃气轮机则能达到 30%~40% 以上。

加载性能 由于单轴燃气轮机压气机的转速在不同负荷时都是恒定的, 在加负荷操作中没有提升转速的需要, 故不受转动惯性的影响, 因而不易发生燃气初温猛然上升甚至超温的异常情况, 其加载性能较好。分轴燃气轮机在加负荷操作中, 由于压气机转速要相应升高, 在提升转速的动态过程中, 转动惯性影响的问题就很突出, 如果操作不当, 加负荷 (即增大燃料供入量) 过猛, 容易发生燃气初温突然上升, 而压气机的转速和空气流量跟不上的异常情况, 有可能使其工作点瞬间进入压气机特性曲线的喘振区, 故其加载性能相

对较差。

当燃气轮机燃用重油或原油时,应先用柴油起动。当带上一定负荷后,才切换用重油或原油,在停机时,当负荷降至一定值后,就需把油系统切换到烧柴油状态,直至停机,倘若在燃用重油或原油时,机组紧急跳闸,就需用柴油冲洗油系统。

为了防止压气机和燃气透平通流部分的结垢,影响机组的功率和效率,可以对通流部分适时进行在线或离线的清洗。(见燃气轮机通流部分清洗系统)

异常运行 发电用燃气轮机属于高速旋转的叶轮机械,运行中诸如轴系振动、叶片振动、热应力等机械问题与汽轮机相似。此外,由于燃气温度远高于蒸汽,燃烧问题也较复杂,故常有因空气和燃料不洁引起的透平叶片腐蚀、冲蚀、结垢、积炭,以及起动失败或甩负荷超速、熄火等问题。异常运行中的常见故障,可参见燃气轮机与联合循环机组的典型故障。

实践表明:加强对燃料质量、润滑油和液压油质量的管理是改善燃气轮机运行可靠性的重要措施。

运行方式 一般分为应急型、尖峰型、中间负荷型和基本负荷型四大类。它们的年运行时间数、年起动次数、每次的连续运行时间数以及起动加载时间,彼此都有很大差异,如下表所示。

燃气轮机运行方式的分类

序号	类型	使用指标		工 况	
		工作时间 (h/a)	起动次数 (次/a)	连续运行时间 (h·次)	起动和加载时间 (min)
1	应急型	<500	>500	<1	<5
2	尖峰负荷型	500~2000	100~500	1~20	<25
3	中间负荷型	2000~6000	20~100		<35
4	基本负荷型	>6000	<20	>300	<40

正常投运前的调试 当机组安装完毕正式投运前,必须对机组本身及相关系统进行调试,以排除故障,确保机组能正常投产。调试和试运的步骤为:①调速系统静态试验(对电液调节器要进行工作点整定,保安跳闸值校验);②起动装置系统、燃油系统、润滑油系统、雾化空气系统、点火系统等分部试运以及机组冷拖到点火转速;③整台机组试运。点火后热拖,直到额定转速,严加监视,防止起动过程中发生超温和喘振现象;④超速、超温以及手动紧急停机试验;⑤并网带负荷到满负荷,进行甩负荷试验;⑥带负荷试运。

燃气轮机轴系方案

(shaft configuration of gas turbine unit)

燃气轮机中压气机轴、燃气

透平轴以及负荷轴之间相互联结的布局关系。对燃气轮机的变工况特性以及适宜携带的负荷种类有重要影响。常见的燃气轮机轴系方案有:①单轴方案;②分轴方案;③双轴方案和④三轴方案等。

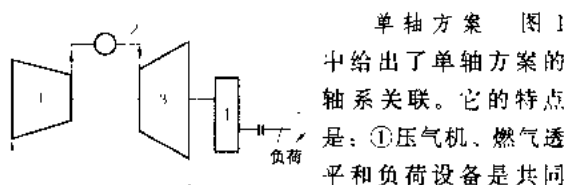


图1 单轴方案的轴系关联

1—压气机;2—燃烧室;3—燃气透平;4—齿轮箱

中给出了单轴方案的轴系关联。它的特点是:①压气机、燃气透平和负荷设备是共同联系在一根轴上,或通过齿轮箱机械地联在一起的,即压气机的转速完全受负荷设备转速的控制;②设备简单、结构轻巧、金属耗量少、成本低;③起动快、加速性能好,但起动功率大;④调节简单、易于自动化;⑤厂用电耗和水耗少、安装维护方便;⑥部分负荷的热效率低,空载燃料消耗量很高;⑦可携带恒速负荷(转速 $n = \text{const}$ 的发电机)和螺旋桨负荷(功率 $P = \omega n^4$),但携带 $P = \omega n^4$ 负荷时,低转速工况下易发生喘振,因而变速运行范围窄,主要用来带恒速发电机负荷。

图2中给出了这种轴系方案的燃气初温 t_3 和热效率 η_e 随负荷 P/P_0 的变化规律。图3中则给出了该方案的变工况运行线。由图可知:在携带恒速负荷时,机组不会发生喘振,运行总是稳定的;但在带螺旋桨负荷时,低转速工况下机组将进入喘振工况区。

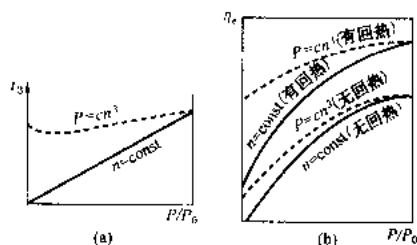


图2 单轴方案的 t_3 、 $\eta_e \sim f(P/P_0)$ 变化关系

分轴方案 图4中给出了分轴方案的轴系关联。它的特点是:①高压透平与压气机共轴,组成一个燃气发生器。动力透平与负荷设备共轴,或通过齿轮箱机械地联在一起,即使压气机轴与负荷轴分开,因而压气机的转速不直接受控于负荷的转速;②设备较简单、结构轻巧,成本较低;③起

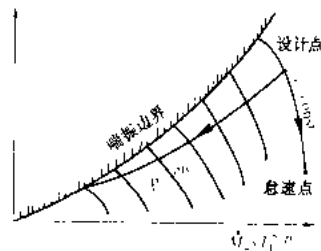


图3 单轴方案的变工况运行线

动功率比单轴方案者小；④可携带恒速负荷、螺旋桨负荷以及汽车、机车的牵引动力负荷；无论在携带以上哪类负荷时，机组都容易起动，变工况性能较好，变速范围宽，压气机不易发生喘振；⑤甩负荷时，动力透平易超速，必须采取保护措施；⑥空载燃料消耗量比单轴方案低。该方案更适宜于驱动变转速的节距不变的螺旋桨负荷和汽车、机车等牵引动力负荷。

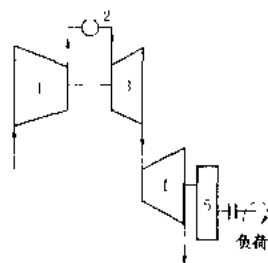


图4 分轴方案的轴系关联
1—压气机；2—燃烧室；3—高压透平；4—动力透平；5—齿轮箱

图5中给出了这种轴系方案的燃气初温 t_3 和热效率 η_e 随负荷 P/P_0 的变化规律。图6中则给出了该方案的变工况运行线。由图可知：在带上上述各种负荷时，机组的运行总是稳定的，而且运行特性都很接近。

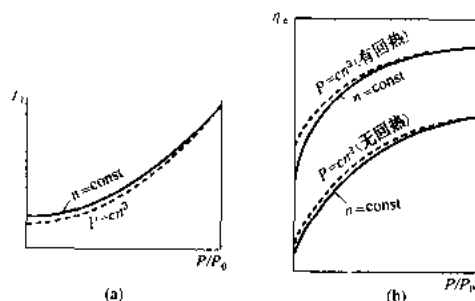


图5 分轴方案的 t_3 、 $\eta_e=f(P/P_0)$ 变化关系

单轴方案之所以演变为分轴方案，其主要原因是为了解决单轴方案中负荷转速对压气机转速的直接制约作用。这样，就可以在带恒速负荷时，使压气机的转速随机组负荷的下降而降低，有利于减小燃气初温的变化范围，可提高低负荷工况下机组的热效率。此外，在带螺旋桨负荷时，使压气机转速的变化幅度变小，以防机组发生喘振故障。

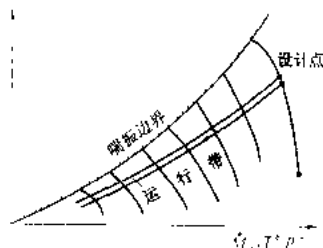
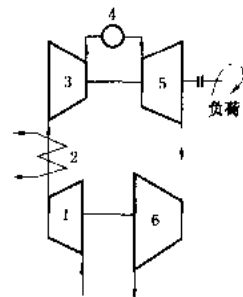


图6 分轴方案的变工况运行线

平行双轴的“2/高”方案 图7中给出了这种方案的轴系关联。它的特点是：①高压透平与高压压气机和负荷设备共轴，低压透平与低压压气机共轴，即仅高压压气机的转速直接受负荷转速的制约；②空载燃料消耗量比分轴方案更低；③起动机功率比分轴方案更小；

④部分负荷工况下的热效率比单轴方案者好；⑤压气机的总压比较高；⑥加载性能较差，因为低负荷时低压压气机的转速低、空气流量少，不能多喷燃料，否则机组容易超温；⑦适宜于携带恒速的发电机负荷，以保证高、低压压气机都不喘振（参见图9），因而增压流化床联合循环（PFBC-CC）的燃气轮机常采用该轴系方案。倘若携带节距不可调节的螺旋桨负荷，只有当负荷 $P \geq 75\%$ 时，机组才能稳定地工



作，否则低压压气机要喘振。图8中给出了这种轴系方案的燃气初温 t_3 和热效率 η_e 随负荷 P/P_0 的变化规律。

图9中则给出了该方案的变工况运行线。

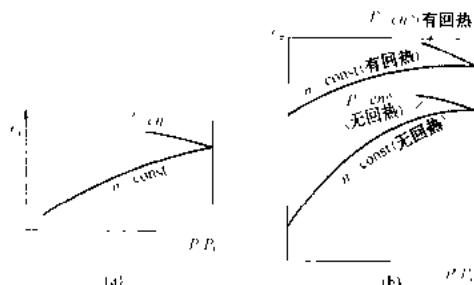


图8 平行双轴的“2/高”方案之 t_3 、 $\eta_e=f(P/P_0)$ 变化关系

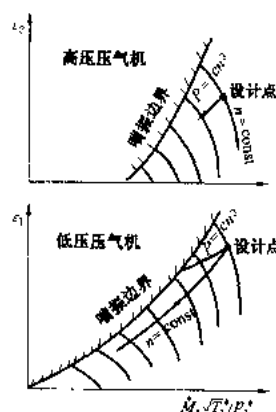


图9 平行双轴的“2/高”方案之变工况运行线

机组的起动机功率；④可以进一步减少空载时燃料的消耗量，因为那时压气机的转速较低，空气流量较少的缘故。

平行双轴的“2/低”方案 图10中给出了这种方

案的轴系关联。图 11 中给出了该轴系方案中, 燃气轮机初温 t_1 和热效率 η_c 随负荷 P/P_0 的变化规律。图 12 中则给出了该方案的变工况运行线。

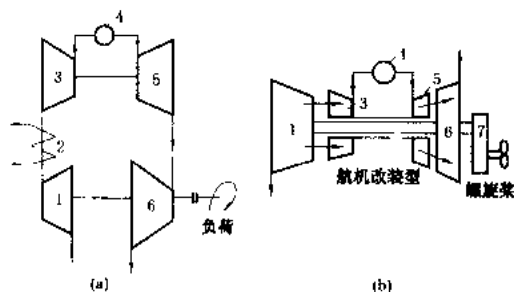


图 10 平行双轴的“2/低”方案之轴系关联
1—低压压气机; 2—中间冷却器; 3—高压压气机; 4—燃烧室; 5—高压透平; 6—低压透平; 7—齿轮箱

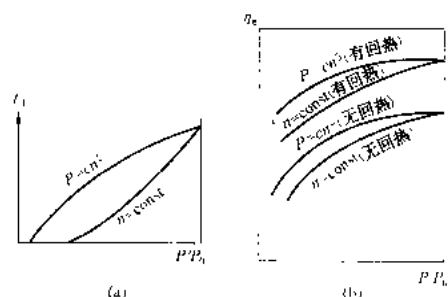


图 11 平行双轴的“2/低”方案之 t_1 、 $\eta_c = f(P/P_0)$ 变化关系

由图可知: 它的特点是: ①高压透平与高压压气机共轴, 低压透平与低压压气机和负荷设备共轴, 即仅低压压气机的转速直接受负荷转速的制约; ②其他特点与平行双轴的“2/高”方案类同; ③适宜于携带不变节距的螺旋桨负荷, 高、低压压气机都不会喘振。倘若携带恒速负荷, 机组只能在 $P \geq 40\% P_0$ 时稳定工作, 否则, 低压压气机将发生喘振; ④双转子航空发动机易于改装成为平行双轴的“2/低”方案。

图 12 平行双轴的“2/低”方案之变工况运行线

平行双轴的“2/高”方案之所以演变为平行双轴的“2/低”方案, 为的是能携带不变节距的螺旋桨负荷。相对于分轴方案的改进, 则与平行双轴的“2/高”方案类同。

三轴方案 该方案可进一步分为: ①三轴“3/高”方案; ②三轴“3/中”方案; ③三轴“3/低”方案三大类型。图 13 中给出了它们的轴系关联。图 14 中给出了它们的燃气初温 t_1 和热效率 η_c 随负荷 P/P_0 的变化规律。图 15 中给出了它们的变工况运行线。

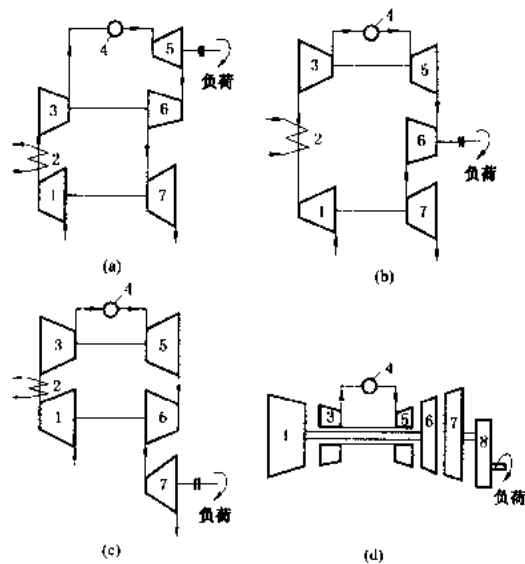


图 13 三轴方案的轴系关联

(a) 三轴“3/高”方案; (b) 三轴“3/中”方案; (c) 三轴“3/低”方案; (d) 三轴“3/低”方案的航机改装型。
1—低压压气机; 2—中间冷却器; 3—高压压气机; 4—燃烧室; 5—高压透平; 6—中压透平; 7—低压透平; 8—齿轮箱

由图可知: 它们的特点是: ①在“3/高”、“3/中”和“3/低”方案中, 分别由高压透平、中压透平和低压透平来拖动负荷设备, 另两个透平则分别用来拖动高压压气机与低压压气机, 即压气机轴与负荷轴无机械联结关系; ②“3/高”方案中, 机组的热效率几乎不随

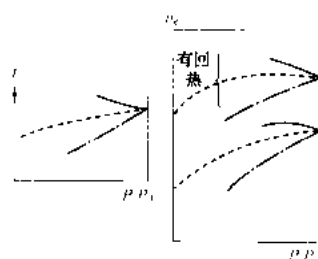


图 14 三轴方案之 t_1 、 $\eta_c = f(P/P_0)$ 变化关系

注: 1. — “3/高”方案; --- “3/中”方案; ····· “3/低”方案;
2. 本图是携带螺旋桨负荷的情况。

负荷大小而变, 但工作稳定性较差, 当 $P \leq 70\% P_0$ 后, 低压压气机就会喘振; ③“3/中”方案的工作稳定性最好, 适宜于携带螺旋桨负荷, 任何工况下高、低压压气机都不会喘振; ④“3/低”方案的工作稳定性要比“3/高”者好, 但当 $P \leq 50\% P_0$ 后, 低压压气机仍会发生喘振。若要正

常工作,就应使低压压气机放气防喘,那时机组的热效率明显恶化;⑤“3/中”方案的空载燃料消耗量比双轴方案者还要低;⑥加载性能差,因为负荷变化时,空气流量的变化很大,不能大量喷入燃料量,否则易超温;⑦起动机功率更小;⑧用负荷时动力透平容易超速,必须采取保护措施。

双轴方案之所以演变为三轴方案,主要解决双轴方案中仍然有一个压气机的轴与负荷设备共轴,致使机组的性能仍旧相当程度地受负荷转速特性的影响。为此,可以像分轴方案那样,增设一个自由的动力透平来拖动负荷。这样就可以进一步改善机组的热效率和工作稳定性。

参考书目

赵士杭,燃气轮机循环与变工况性能,清华大学出版社,1993

ranqirunji zongti jigou

燃气轮机总体结构 (overall structure of gas turbine unit) 燃气轮机结构型式、部套连接方式、转子支承方式以及机组固定方式等的总称。现用的燃气轮机为整体式结构,其组成部套:压气机、燃烧室和燃气透平,按气流的顺序相互连接成为一个整体。

整体结构型式 有重型和轻型两种型式。前者的特点是零件设计得较厚重,它不以减轻重量为主要目标,而是在较多地应用较低级材料的前提下,使机组能长期安全工作。机组的静子为水平中分式,以利装拆。机组的转子因重量大,均用滑动轴承支承,这样能有很长的工作寿命。图1为一台重型结构机组的示例,它是单轴燃气轮机,压气机与透平的气缸和它们的转子连接成一体。在压气机进气端和透平排气端各有一轴承支承转子。压气机进气端处还有推力轴承,以承受转子的轴向推力,并使转子轴向定位。机组功率从压气机进气端输出,透平排气为轴向,以方便与余热锅炉连接。

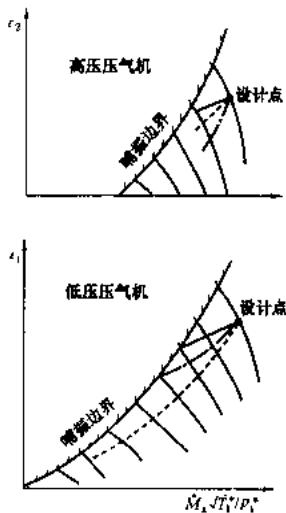


图 15 三轴方案之变工况运行线

注: 1. “3/高”方案;
- “3/中”方案; -
· · · “3/低”方案;
2. 本图是携带螺旋桨负荷的情况。

轻型结构机组比重型结构紧凑而轻,一般用较好的材料,尤以航空燃气轮机的结构最紧凑、重量最轻。这类机组一般采用轴向装配式,即整个静子不是水平中分式的,仅局部静子(如压气机气缸)为装拆方便而分为两半。而且多采用垂直中分方式,或中分面与水平面呈一定夹角。航空燃气轮机的转子一律用滚动轴承支承,以减轻重量和减少润滑油消耗。航机可改型为地面燃气轮机使用,即所谓“航改型”。当需加装动力透平时,一种方案是按轻型结构来设计动力透平,并用滚动轴承支承转子;另一种是按重型结构来设计,用滑动轴承支承转子,使机组近于轻重结构混合型,这种动力透平的使用寿命较长。

另有一种按地面工作要求设计的轻型结构机组,为延长寿命,也采用滑动轴承。

图2是一台航改型机组的示例,它是三轴燃气轮机,轴系连接如图3(c)所示。其中双转子燃气发生器由航机改型而得,加装的三级动力透平是重型结构,采用滑动轴承。空气自压气机端轴向流入,功率由透平排气端输出,用蜗壳收集动力透平的排气,使其向上排出。

目前,轻型结构机组的功率为52MW及以下,高于此值者均为重型机组。

为改善航机性能,广泛采用双转子套轴甚至三转子套轴结构。这类机组改为地面燃气轮机后,套轴结构仍被沿用。图3为其轴系的连接方案。套轴结构虽复杂,但由于广泛用于航机中,经验丰富,可靠性高,因而现用航改型燃气轮机中,仍相当多地采用此种结构。

燃烧室的布局 图4是燃烧室在压气机和透平之间的布局方案:(a)为直流式;(b)为回流式。直流式广泛用于航空涡轮与涡轮发动机中,它可减小径向尺寸,使发动机的迎风面积减少,图2就是采用直流式燃烧室的航改型机组。回流式燃烧室广泛用于重型燃气轮机中,其径向尺寸和气流阻力损失虽略大,却能缩短机组的轴向长度(如图4所示),减少转子的支承数目。图1所示重型机组就采用此布局方案,其转子为双支点支承。

转子的布局 透平转子与被其驱动的压气机转子一般设计成一体,且顺着气流方向排列,这样既紧凑又能减小轴向推力(见图5)。由于压气机轴向推力 F_1 大于透平轴向推力 F_2 ,故平衡后的轴向推力 F 的方向与 F_1 相同,它由推力轴承来承受。在套轴结构的机组中,位于套轴内部的压气机和透平转子的中心连接轴细而长,其间的联轴器不仅应易于装拆,而且能传递轴向力,使 F_1 与 F_2 平衡,以减小该转子的轴向推力。

转子的支承 与燃气轮机的轴系方案有关。图6(a)、(b)是单轴机组转子的双支点支承方案,图6

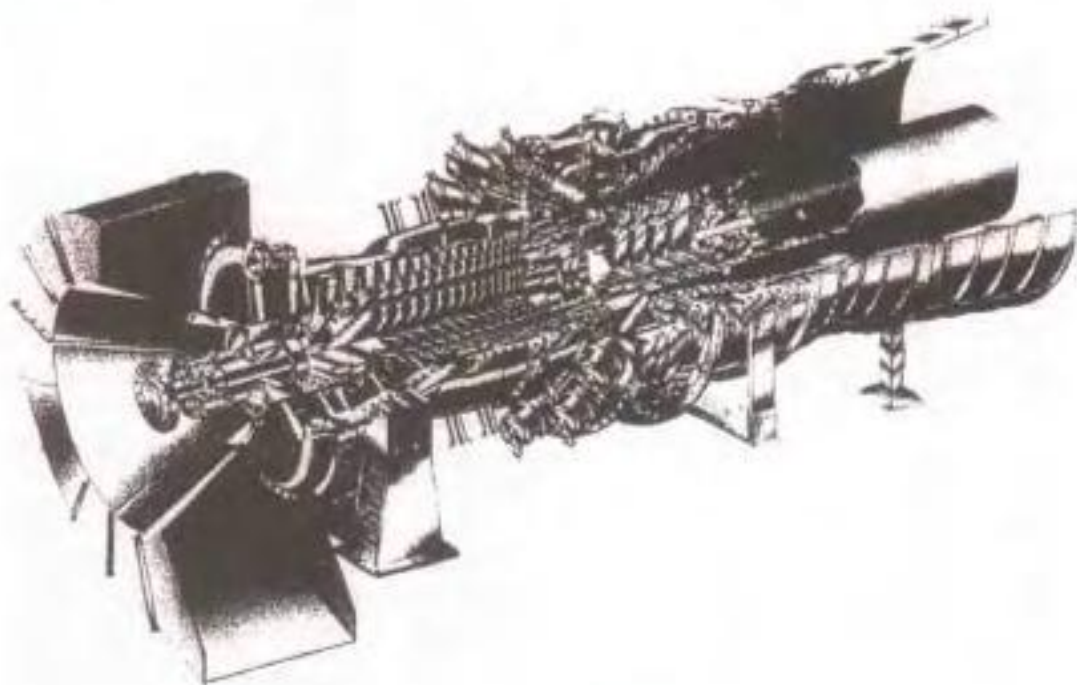


图1 重型结构燃气轮机

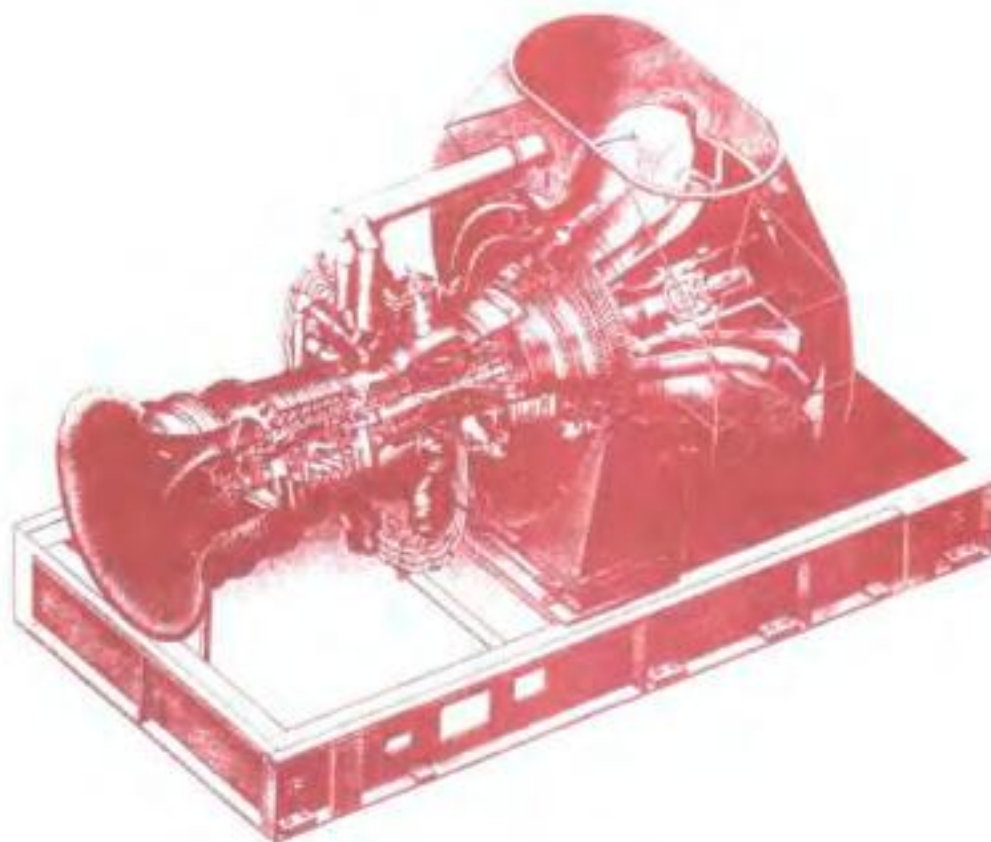


图2 航改型的燃气轮机

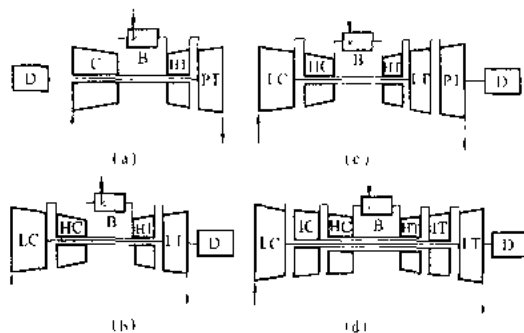


图3 采用套轴结构的燃气轮机
C—压气机；B—燃烧室；T—透平；H—高压；I—中压；
L—低压；P—动力；D—负荷

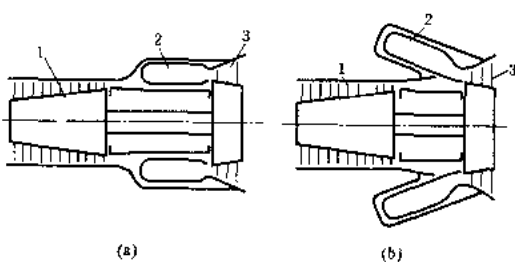


图4 燃烧室的布局方案
(a) 直流式；(b) 回流式
1—压气机；2—燃烧室；3—透平

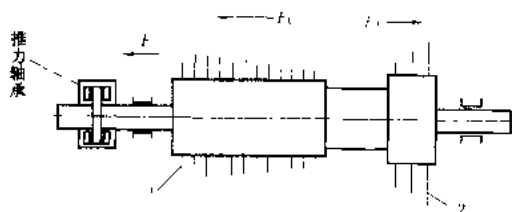


图5 转子轴向推力的平衡
1—压气机；2—透平

(c)、(d)是三支点支承方案。其中以在转子两端用轴承支承的双支点方案[图6(a)]应用最广泛。目前

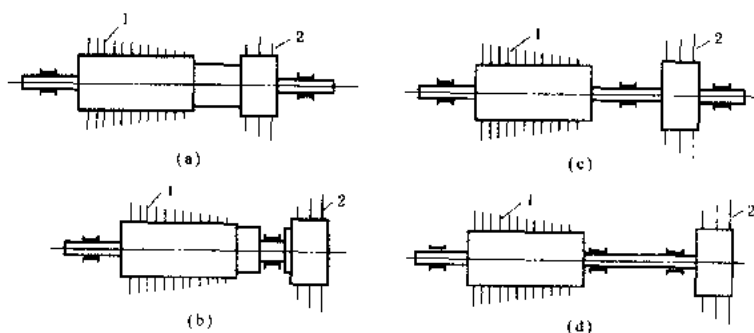


图6 单轴燃气轮机转子的支承方案
1—压气机；2—透平

世界上功率最大的燃气轮机和正在研制的功率更大的机组均为单轴机组，转子支承均采用图6(a)方案。在非套轴结构的分轴燃气轮机中，两个转子的支承方案见图7。图7(a)方案的结构紧凑，应用最多；图7(b)方案主要应用于有直流式燃烧室的机组中，因为那时压气机与透平之间相距较大。当机组的动力透平级数多于三级时，动力透平转子难于用图7中的悬臂支承，而需改用在转子两端支承的结构。

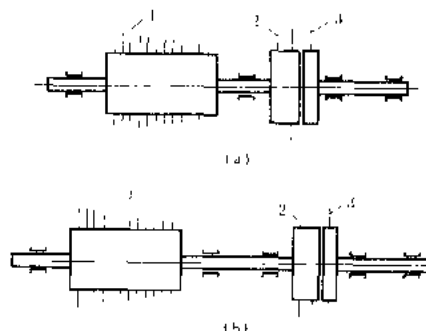


图7 分轴燃气轮机转子的支承方案
1—压气机；2—高压透平；3—动力透平

在套轴结构的机组中，位于内部的中心轴细而长，该转子要用三个甚至四个轴承来支承，而且往往有一个是位于内外转子之间的轴承（称中介轴承），它应有良好的润滑油供给。

机组的推力轴承一般设置在温度较低的部位，例如单轴机组装在压气机进气端，分轴机组的燃气发生器亦然，而其动力透平的推力轴承则位于转子的功率输出端。

燃气轮机的轴承座按所处部位不同，分为冷端轴承座与热端轴承座两类。位于压气机进气端的是冷端轴承座，它一般与进气机匣铸成一体，结构上无特殊问题。位于透平处的是热端轴承座，需用热对中结构和隔热冷却措施，使转子与静子保持热对中，并使轴承在温度较低的环境中工作。图8是位于透平排气端的轴承座，下半搁置在扩压机匣下半的水平中分法兰上，它与底部的纵向导键组合成为热对中结构，运行时可使轴承中心与扩压机匣中心保持不变。

整台燃气轮机的支承 它应稳固，使机组能自由热膨胀，并保持与所驱动的负荷设备对中。这些要求与汽轮机相同，但具体结构差异较大。

燃气轮机中广泛采用弹性板支承，即用稳定性足够的、能作弹性弯曲变形的钢板来支承，图9为一示例。图中前弹性板支承在进气机匣与压气机气缸

连接的垂直法兰下部,它能沿机组轴向弯曲变形,允许机组沿轴向热膨胀。后弹性板支承在透平气缸后端靠

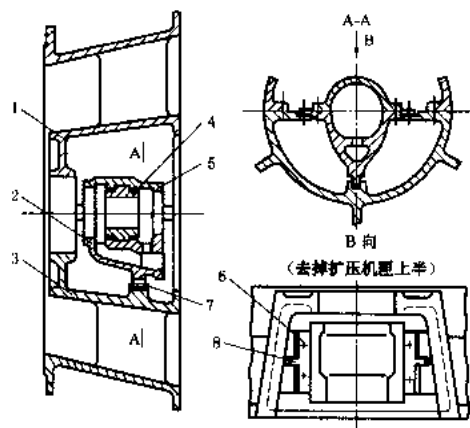


图8 透平排气端的轴承座

1—扩压机匣上半部; 2—轴承座; 3—扩压机匣下半部; 4—轴承; 5—轴承座上盖; 6—紧固螺栓; 7—纵向导键; 8—横向导键

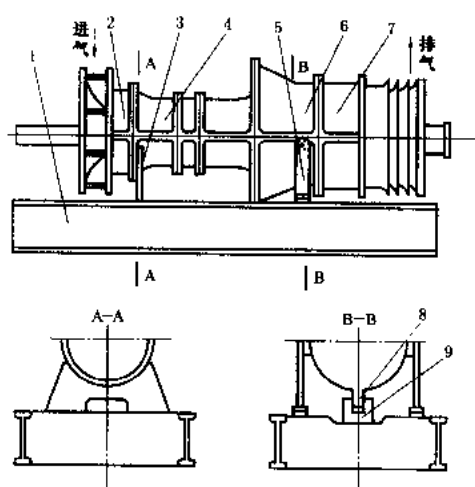


图9 用弹性板支承的燃气轮机

1—底座; 2—进气机匣; 3—前弹性板; 4—压气机气缸; 5—后弹性板; 6—透平气缸; 7—扩压机匣; 8—纵向导键; 9—导键座

近水平中分面处,左右侧各一块,能沿左右方向弯曲变形,允许机组横向热膨胀。后弹性板沿轴向的宽度较宽,刚性大而难于变形,使机组在该处被轴向固定,与该处气缸底部的纵向导键(使机组中心的左右位置不变)相配合,这样就形成了机组的死点。前弹性板支承处的温度与周围环境相同,无热膨胀问题。后弹性板支承处靠近气缸

水平中分面的地方,弹性板的温度不高,热膨胀量很小,气缸中心的变化不大,因而在运行时,整台机组的中心线基本不变。

另一种应用较多的是:用弹性板和支座共同来支承机组。支座用于冷端(压气机端),弹性板用于热端(透平端)。图1所示机组就是这种结构。支座和弹性板均为左右侧各一个,支座处气缸底部被定位而形成机组的死点。弹性板上下端为铰链连接,故弹性板能沿轴向摇摆,允许机组轴向热膨胀,同时靠其弹性变形允许气缸横向热膨胀(常称弹性摇板)。在该处的气缸底部有纵向导键,以保证机组的中心不变。

有的机组则全部采用支座支承,此时要用导键,以构成合乎要求的支承结构。

通常,一台燃气轮机只有一个死点。一般布置在功率输出端,以减小输出联轴器处的轴向膨胀位移量。因此,图1所示机组的死点在压气机进气端,而图2与图9所示机组的死点则在透平排气端,因为它们的功率是从透平排气端输出的。

单元体结构 将整台机组分为若干个单元体,并能按单元体来装拆和更换的结构。机组在运行中任一单元体需检修时,可在现场用该单元体备件方便地更换,之后机组试车一次即可继续运行,这时机组性能完全恢复。换下的单元体检修后作备用。显然,相同的单元体在性能和结构上应有高度的互换性,其转动部件需经严格的平衡。航空燃气轮机广泛采用这种结构,使检修简化并便于现场维护。航改型机组也如此。图10为一台航改型的、单元体结构的三轴燃气轮机,其轴系方案如图3(d)。它是目前功率最大的轻型结构机组,由图示的六个单元体组成。其中的核心机包括高压压气机、燃烧室和高压透平。

快装机组 现用的燃气轮机,包括功率最大的机组,都在制造厂内装配好并固定在底盘上,通过厂内试

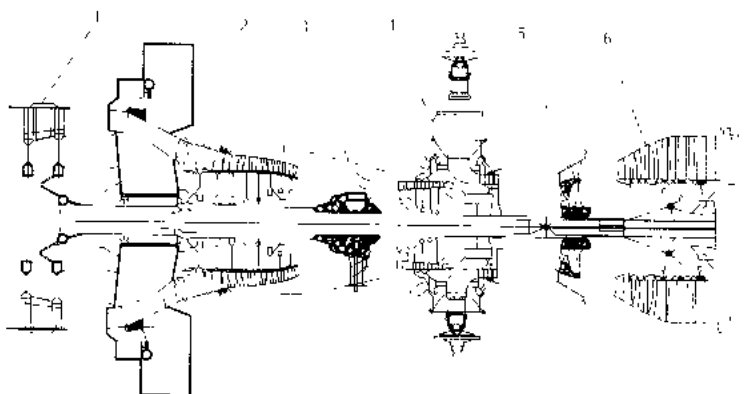


图10 某燃气轮机的诸单元体

1—低压压气机; 2—中压压气机; 3—中介机匣; 4—核心机; 5—中压透平; 6—低压透平

车,整机运至现场,安装好后即可投运,需时仅一个多月。此即快装机组,是燃气轮机的一大优点。

对于数万千瓦及其以下的发电机组,还可在厂内将燃气轮机及空气过滤器等辅机系统与发电机组装成一箱体,整体运至现场。这样,可使安装工作量减至最低。例如,两台40 MW重型燃气轮机发电机组,每台箱体重300 t,可整体运输和吊装到海洋油田用的浮动生产船上去,作为供油气生产的动力,运输安装都甚方便。

参考书目

赵士杭,燃气轮机结构,北京:清华大学出版社,1983

燃气透平

燃气透平 (gas turbine) 燃气轮机中用来驱动压气机和外负荷(如发电机等)的叶轮机械,一般简称透平。燃气透平的工作原理与汽轮机相似,但工质不同,它是以不可凝结的气体为工质,如具有压力和温度的燃气或其他气体等。工质在燃气透平的叶栅中进行膨胀,将部分热能转换为动能,推动动叶和转子旋转做功。

分类与特点 按工质的流向,有轴流式和径流式(又称向心式)之分,如图1、2所示。在轴流式透平中,工质基本上沿轴向流动,能通过很大的体积流量,效率较高,结构上便于设计成多级形式,可满足高膨胀比和大功率的要求,目前应用最广。在径流式透平中,工质基本上沿径向流动,工质流量小,效率较低,一般用于小功率燃气轮机中。按工质在静、动叶片中焓降的分配关系,则可分为冲动式和反动式两类。在冲动式透平中,工质主要是在静叶(喷嘴)中膨胀的;反动式透平中,工质既在静叶中膨胀,又在动叶片中膨胀。在单轴燃气轮机中,透平既拖动压气机,同时又拖动外负荷,

三者是共轴的。在分轴燃气轮机中,压气机由高压透平(又称压气机透平)拖动,外负荷则由低压透平拖动。这两个转子是彼此独立的。单独拖动外负荷的透平,无论是高压透平、中压透平或低压透平,均可称动力透平。

燃气透平的特点是:①燃气温度高、压力低,体积流量很大,单机功率受体积流量的制约;②透平的焓降小,因而机组的透平级数较少;③透平效率对整个机组性能的影响较大,故要精心设计燃气的流动过程,并采用扭叶片结构;④燃气温度既高又含腐蚀成分,故要合理组织叶片、转子和气缸的冷却过程,并选用耐高温、耐腐蚀的

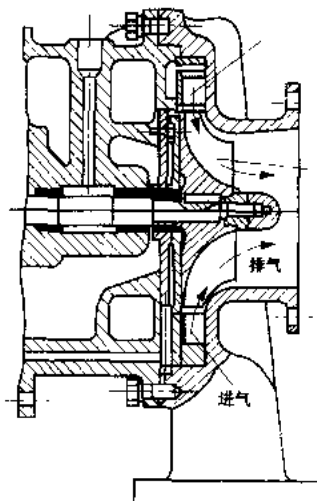


图2 径流式燃气透平示意图

1—静叶环; 2—工作转子

材料制造高温部件;⑤透平的工作特性受制于压气机的特性和机组的轴系方案(见燃气轮机轴系方案)。

燃气初温的定义 燃气初温对燃气轮机的效率和比功有重大影响(见燃气轮机热力循环)。目前,定义燃气透平燃气初温的方法有三种,如图3所示,即:①燃烧室出口的燃气温度 $t_A = f(\dot{M}_{a3}, \dot{M}_1)$;②透平第一级喷嘴环后的燃气温度 $t_B = f[(\dot{M}_{a3} + \dot{M}_{a2} + \dot{M}_{a4}), \dot{M}_1]$;③以进入透平的所有空气流量 $\dot{M}_a = \dot{M}_{a1} + \dot{M}_{a2} + \dot{M}_{a3} + \dot{M}_{a4} + \dot{M}_{a5}$ 计算的燃气平均温度 t_C 。其中 \dot{M}_{a1} 是用来冷却第一级工作叶轮和动叶栅的空气流量; \dot{M}_{a5} 是从

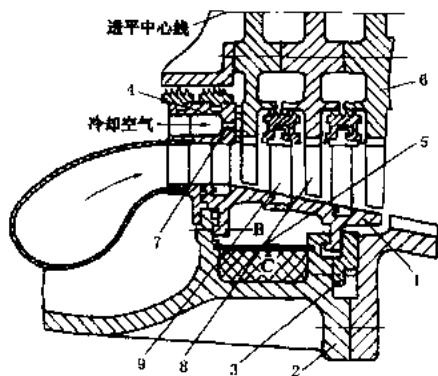


图1 轴流式燃气透平示意图

1—内衬套; 2—气缸; 3—定位圈; 4—内持环; 5—分隔板; 6—转子; 7—冷却空气射流孔; 8—动叶; 9—静叶

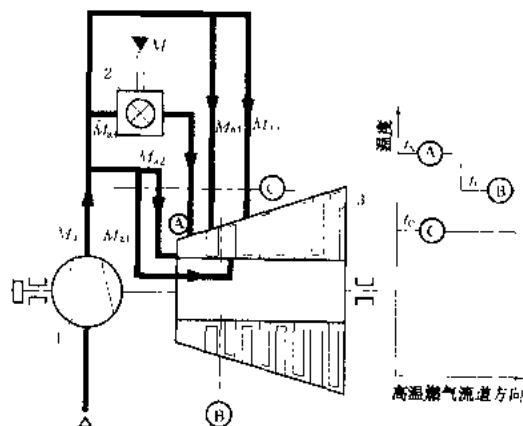


图3 定义燃气透平燃气初温的参考图

1—压气机; 2—燃烧室; 3—燃气透平



透平高压轴端供人轴封的空气量； \dot{M}_{a3} 是供入燃烧室的空气量； \dot{M}_{a4} 是供入透平第一级喷嘴环的冷却空气量； \dot{M}_{a5} 是供入透平第二级喷嘴环的冷却空气量； \dot{M}_f 是供入燃烧室的燃料量。显然， $t_A > t_B > t_C$ 。通常认为： t_A 就是燃气初温 t_3 ，以它作为计算透平膨胀功的依据（见燃气轮机热力循环）。在V94.3型燃气轮机中， $t_A = 1340^\circ\text{C}$ ， $t_B = 1290^\circ\text{C}$ ， $t_C = 1160^\circ\text{C}$ 。国际上习惯于把 t_C 记成 t_{150} 。

轴流式透平的结构 与其他叶轮机械一样，由静子（包括气缸和静叶）、转子（包括主轴、叶轮和动叶）、轴承和密封等主要部件组成。

叶片 透平的核心部件。有静叶（又称喷嘴环）和动叶之分。现代的透平叶片都设计成为扭曲叶片型式，以改善空气动力性能。一般均用耐热合金制成，并有防腐涂层和冷却措施，以满足耐高温、耐热腐蚀、耐热冲击、热应力小、刚性和强度好的要求。动叶除承受交变作用的气动力外，还承受巨大的离心力。动叶叶根广泛采用强度好、载荷分布均匀的枞树型叶根。为了适应热膨胀和增加对振动的阻尼作用，叶根齿和轮缘槽之间采用松配合。为了改善动叶的振动性能，常采用“Z”型隔带结构。

气缸 即透平的外壳。为降低气缸壁温，应使气缸与高温燃气隔绝。为此，在气缸内层往往装有内衬套（持环或护环），静叶就装在其上。气缸与内衬套上都装有滑销，以保证自由膨胀和热对中。

转子 由装有动叶的叶轮和主轴组成，是透平传递机械功的重要部件，要求强度高、刚性好、振动小、工作转速避开临界转速、转动惯量小。目前广泛采用盘鼓式转子结构。

工作原理 与汽轮机相似。透平级是轴流式透平做功的基本单元，它由一系列静叶栅（喷嘴环）和一系列动

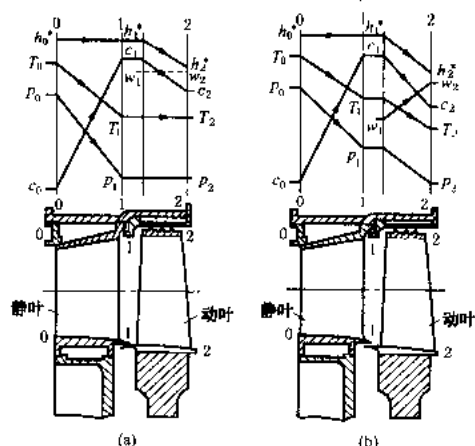


图4 轴流式透平的级与级间燃气参数的变化

(a) 冲动式；(b) 反动式

叶栅组成，如图4所示。根据焓降的大小，轴流式透平可以设计成单级或多级。图5中给出的是透平基元级平面叶栅的示意图。图6中给出了透平基元级的速度三角形。图4中还给出了透平级中燃气参数的变化情况。由此可以看清轴流式透平的工作过程与原理：①高温燃气在喷嘴环中先发生膨胀过程，燃气的压力、温度和焓值都降低，以增高气流的绝对速度 c_1 。②高速的燃气喷向装有动叶栅的叶轮，利用燃气流过动叶栅时动量的变化，产生一个连续作用的切向推力 \vec{F}_u ，使叶轮旋转，对外做功。③在叶轮中燃气的做功过程有两种方式。在冲动级中，气流流过动叶栅时不再继续膨胀，故在动叶栅前后，燃气的压力 p_1 、温度 T_1 、相对速度 w_1

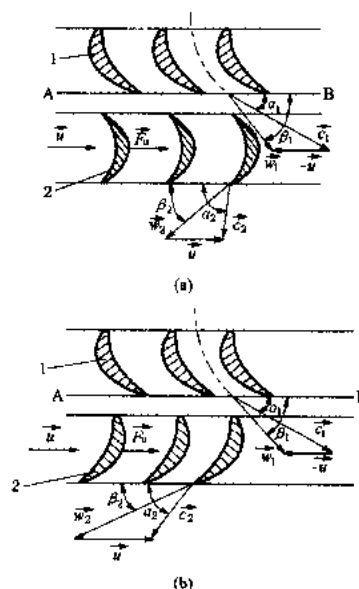


图5 透平基元级的平面叶栅

(a) 冲动式；(b) 反动式

1 喷嘴环叶栅；2 动叶栅
c—绝对速度；w 相对速度；u 圆周速度； \vec{F}_u 作用在叶栅上的气动力切向分量

不会发生变化，但绝对速度和滞止焓必然都有相当程度的降低。那时，燃气绝对速度动能的减少量将全部转化为对外界的膨胀轴功。在反动级中，气流流过动叶栅时还会继续膨胀，致使动叶栅前后燃气的压力 p_1 、温度 T_1 和焓值 h_1 都将进一步降低，其比容和相对速度 w_1 却有所增大，绝对速度和滞止焓也都有相当程度的降低。那时，燃气流经叶轮时发生的绝对速度动能与相对速度动能变化量的总和，将全部转化为对外界的膨胀轴功。

透平的特性曲线 透平的工作特性可以用无因次参数表示的特性曲线（如图7）来描绘，它能确定透平

在各种工况下通流能力、膨胀比 δ^* 、转速 n_1 与等熵效率 η_1 之间的变化关系,即

$$\delta^* = p_3^* / p_4 = f\left(\frac{n_1}{\sqrt{T_3^*}}, \bar{q}_1\right) \text{ 和 } \eta_1 = f\left(\frac{n_1}{\sqrt{T_3^*}}, \bar{q}_1\right)$$

其中 δ^* 是透平的膨胀比, p_3^* 是透平前燃气的总压, p_4 是透平后燃气的静压, n_1 是透平的转速, T_3^* 是

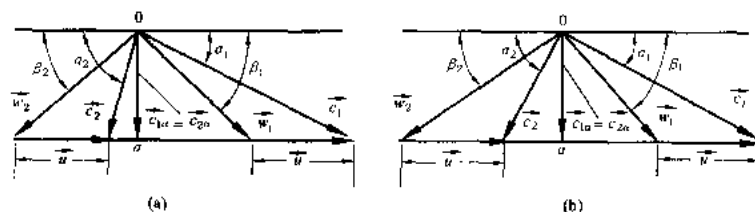


图6 轴流式透平基元级的速度三角形

(a)冲动式;(b)反动式

c —绝对速度; w —相对速度; u —圆周速度

透平前燃气的总温, $\bar{q}_1 = \dot{M}_g \sqrt{T_3^*} / p_3^*$ 是透平的折合流量, \dot{M}_g 是流经透平的燃气质量流量。显然,燃气轮机的工作点及其所表现的性能应该是压气机、燃烧室和透平这三大组件协同工作时联合运行结果的具体反映。燃气透平特性曲线为确定燃气轮机的联合运行线提供了依据(见压气机)。目前燃气透平的等熵效率 η_1 可达 90%~92%, 燃用天然气时, 叶片的寿命可以超过 20000~40000 h。

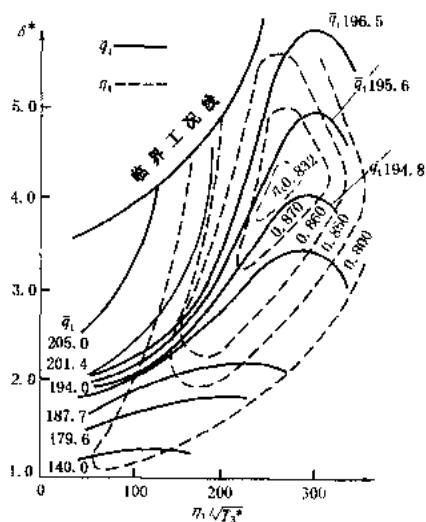


图7 燃气透平的特性曲线

燃气透平冷却系统

(cooling system of gas turbine) 冷却燃气透平的气缸、转子和叶片的

组织。它是提高燃气轮机燃气初温,使其能长期、安全、可靠地工作,并能选用较低廉而成熟的材料来制造气缸和轮盘的有力保障。为了获得良好的冷却,除了需要向高温部件提供足量的冷却空气,并合理地组织冷却气流的流动和传热外,还必须设计恰当的结构,使气缸和持环等部件与高温燃气隔绝,以减少从高温热源吸热。

冷却系统的典型范例 如图1所示。按照透平冷却部位所需压力的不同,冷却空气将从压气机的不同级中抽取。其中有两股抽气用来冷却静子(气缸、持环、静叶等),另外三股则用来冷却转子。冷却静子的第一股空气取自压气机的出口,它是从燃烧室过渡段周围的空腔中引来的,其中较多部分流入装有第一级静叶的持环,再流入一级静叶内部的冷却流道,然后从静叶出气尾缘的小孔中排到主燃气流中去。另一部分空气则经第一级护环去冷却第二级静叶,其中有一部分空气再经第二级护环去冷却第三级静叶。流入第二级静叶的空气在冷却叶片后,有一部分从静叶的出气边排到主燃气流中去,另一部分则从内环前端的孔流出,去冷却第一级叶轮的出气侧和第二级叶轮的进气侧。第二股冷却空气是从压气机的第5级中引来的,它流经气缸上均布的一圈孔道去冷却气缸,此后进入排气扩压机匣与扩压器之间的外腔,再经扩压机匣上筋板处的流道流入内腔,最后从第3级叶轮的出气侧流入扩压器,即第二股空气兼有冷却扩压机匣和第3级叶轮出气侧的功能。

冷却转子的第一股空气从压气机出口处的气封部位流过来,到转子的进气侧去冷却第一级叶轮的进气侧。第二股空气则由压气机的第16级中抽取,经转子内部的流道引来。其中大部分空气被送到第一级动叶的内部去进行冷却,随后从叶顶排到主燃气流中去,其余的一部分空气则用来冷却第二级动叶,另外一部分则流至第二级叶轮的出气侧,对第二级叶轮的出气侧和第三级叶轮的进气侧进行冷却。此外,从压气机第5级引入后轴承密封的空气,有一部分要漏入转子的出气侧,对其进行冷却。

总之,该透平的气缸不仅与燃气隔绝,而且有良好的冷却,持环和前两列护环也都得到了冷却;而转子中各级轮盘的所有表面全部被冷却空气包围,与燃气隔绝,也获良好冷却。第1、2、3级静叶和第1、2级动叶也都冷却良好。

叶片的冷却 为了提高燃气初温,应从改善制造透平叶片的高温合金材料之性能,以及提高叶片冷却

透平叶片的高温合金材料之性能,以及提高叶片冷却

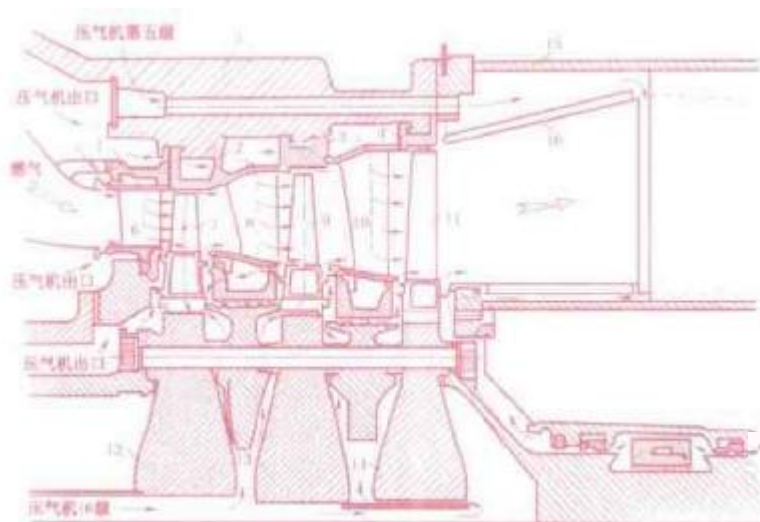


图1 燃气透平的空气冷却系统图

- 1—一级静叶的持环；2—一级护环；3—二级护环；4—三级护环；5—气缸；6、8、10—静叶；7、9、11—动叶；12、13、14—叶轮；15—排气扩压机匣；16—扩压器

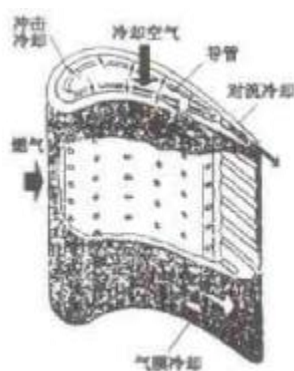


图2 有冲击、对流和气膜冷却的静叶



图3 综合冷却方式的动叶

效果两方面着手。近30年来高温材料的工作温度平均每年提高 10°C 左右，其中由于冷却叶片的效果所致的燃气初温之提高程度，要比改善材料性能的效果大两倍，其研究费用仅为开发新材料费用的 $1/4$ 。

叶片的冷却方式有对流冷却、冲击冷却、气膜冷却和发汗冷却等多种。为了强化冷却效果，往往把几种冷却方式联合使用，称为综合冷却方式。图2和图3中给出了采用综合冷却方式的静叶与动叶的结构。这种动叶的冷却结构可以使燃气初温提高到 1288°C ，它除了有对流冷却外，在头部有冲击冷却，还有多处气膜冷却。为了增强出气边的冷却效果，在冷却流道中还铸有多排针状的筋条。

ranqitouping yepian cailiao

燃气透平叶片材料 (material for gas turbine blade)

燃气透平中动静叶片用材料的总称。为按用途分类的材料名称。燃气透平叶片在高温燃气的环境中工作，燃气的温度很高，甚至超过 1300°C 。燃气对叶片产生高温氧化、热腐蚀作用，在运行中动叶片本身还受有很高的应力，包括离心应力和弯曲应力等。另外，尚需承受机组起动与停机时温度剧烈变化而引起的热冲击和热疲劳等。因而要求材料具有较高的高温持久强度和蠕变极限，良好的抗氧化、抗热腐蚀的能力，以及抗热疲劳性能等。由于温度极高，需使用高温合金如镍基、钴基等高温合金，另可使叶片冷却以及表面涂层以提高抗氧化和热腐蚀能力。

动叶片广泛采用镍基合金，它以镍为基体，含镍量一般大于50%，是在 $650\sim 1000^{\circ}\text{C}$ 范围内具有高强度和抗氧化、抗热腐蚀能力的高温合金。用精密铸造成形，适宜于铸造内部具有复杂冷却空气流道的叶片。常用的材料如一些以沉淀强化型的镍基高温合金Udimet500、Udimet700、In-738、In-792、In-100以及Nimonic115等（主要成分见表1）。还采用了先进的制造工艺来改善镍基合金叶片的性能如制成定向结晶和单晶叶片等。定向结晶工艺使叶片由均匀的等轴晶成为平行于应力轴的柱状晶，使全部晶界平行于应力轴，可提高拉伸强度约25%、延伸率约100%、疲劳强度约900%、抗冲击强度约33%以及使使用温度极限提高约 22°C 。单晶叶片因无晶界，可使使用温度极限比定向结晶叶片更提高约 30°C ，且抗热疲劳性也得到了进一步的提高。表1中也列出了定向结晶叶片材料

PWA1422 (定向) 和单晶叶片材料 PWA1480 (单晶) 等的成分。

钴基高温合金有优良的抗热疲劳性能, 广泛用作喷嘴材料, 尤其是承受热冲击最严重的第一级喷嘴材料。它是含钴 40%~65% 的奥氏体高温合金, 可用于 730~1100℃ 温度范围。典型的材料牌号有 X-40、X-15 和 FSX 414 等 (表 2)。

表 1 沉淀强化型镍基高温合金叶片材料成分表

牌 号	化 学 成 分 (%)						
	Al+Ti	Ta+Nb	Mo+W	Cr	Co	Ni	其 它
Udimer 500	6.0	—	4.2	18	19	基	C、B、Zr
Udimer 700	7.8	—	5.2	15	18.5	基	C、B、Zr
In-738	6.8	2.7	4.4	16	8.5	基	C、B、Zr
In-100	10.0	—	3.0	9	15	基	C、B、Zr、V
NiMonic115	9.0	—	3.5	15	15	基	C、B、Zr
PWA1422 (定向)	7.0	1.0	12.0	9	10	基	C、B、Zr、Hf
PWA1480 (单晶)	6.5	12.0	4.0	10	5	基	

表 2 铸造钴基合金叶片材料成分表

牌 号	化 学 成 分 (%)					
	C	Mo+W	Cr	Ni	Co	其 它
X-40	0.5	7.5	25	10	54	2Fe
X-45	0.25	7.5	25	10	54	2Fe
FSX-414	0.33	7	29.5	10	51	2Fe

对燃气透平叶片的典型涂层有渗金属层、喷镀高熔点合金涂层以及近来在工业燃气轮机中应用的陶瓷材料热障层 (TBC) 技术等。渗金属层如渗铝和渗铬等; 涂层如铝铂、铂铬铝和镍铬铝钎等。涂层对高硫燃料或含盐量较多空气条件下工作的燃气透平叶片特别有效, 陶瓷涂层热障层可使叶片金属的温度降低约 110℃。

anqi touping yepian fushu

燃气透平叶片腐蚀 (corrosion of gas turbine blade) 燃油中的化学杂质成分在燃烧中生成的化合物对燃气透平叶片材料产生的腐蚀损坏作用。

原油和渣油中均含有一定量的钾、钠、钙、镁、铁、钒、硫等化学元素组成的杂质成分, 燃烧后剩下约 0.1%~0.3% 的灰分。灰分的成分大都为 Al、Ni、V、Pb 的氧化物和 Ca、Mg、Fe、Na、K 的硫化物或硅化合物。在超过一定温度时, 灰中钠、钾、钒、硫等元

素成分对叶片材料有强烈的腐蚀危害作用。遭受损害的叶片表面形成斑点状腐蚀, 腐蚀面积较大且不连续, 深度可达 1mm 左右, 有些动叶片表面呈密集而细小的坑点腐蚀。在腐蚀坑底部产生微小沿晶裂纹。在热疲劳、机械振动疲劳、气动激振力等复合作用下, 导致叶片裂纹扩张, 以致发生断裂。

在燃烧过程中, 硫、钒等元素会化合成成为熔点较低

的钒氧化物、酸性钒酸盐和硫酸盐。V₂O₅ 在温度 691℃ 下熔化, 同 Na₂SO₄、Na₄V₂O₇ 等钠钾盐或铅化合物一起, 对奥氏体材料有强烈的腐蚀作用。Na₂SO₄ 是油中所含的 Na、S、SO₂ 在燃烧过程中, 在高温条件下反应生成的。研究表明, 在 982℃ 时发生的腐蚀, 其速度是 760℃ 时的 3 倍。一般在温度 816~927℃ 之间时, 腐蚀条件最充分。水溶性杂质含量和温度愈高, 则结垢及腐蚀愈严重。因此, 对上述有害元素的含量控制就愈严格。燃气温度在 730~950℃ 时, 一般要求 Na+K<1~3×10⁻⁶, V<1~2×10⁻⁵, S<2%~3%。燃气温度更高时, 则要求 Na、K、V、S 含量还要进一步降低。

防止燃气透平叶片腐蚀通常采用的措施有: ①加强燃油

品质的监督和控制, 确保燃油质量符合标准; ②对重油进行水洗处理, 以降低重油中的 Na、K 等微量金属元素含量; ③采用高效进气过滤装置, 改善燃机的进气质量。在沿海地区加装滤除空气中盐分的装置; ④添加抗钒腐蚀药剂。镁盐是防止钒腐蚀的一种阻化剂, 按 Mg/V=3~3.5 的比例添加镁盐, 可以有效地减少积垢, 抑制钒腐蚀; ⑤采用叶片的防腐涂层。

参考书目

沈炳正, 黄希程. 燃气轮机装置 (第二版). 北京: 机械工业出版社, 1991

anqi touping zhuanzi cailiao

燃气透平转子材料 (materials for gas turbine rotor) 工作时由叶轮和轴构成的燃气透平转子要承受各级叶片和自身的离心力、转子弯曲的交变应力; 还要承受高温以及由此引起的温度应力, 并要传递扭矩。因此, 透平转子的材料应在工作温度条件

下,具有很高的强度和良好的韧性等。

透平轮盘和轴的工作温度低于 550℃ 时,可采用珠光体耐热钢,例如:CrMoV 或 CrNiMoV 钢。80 年代以前,透平轮盘广泛应用这类材料。90 年代以来燃气透平的初温已达 1300℃,透平轮盘应选用含铁较多

的镍基合金,以便提高其高温强度性能。

航机改型燃气轮机的透平轮盘广泛应用航空燃气透平中使用的多种镍基合金材料。附表示出了一些珠光体耐热钢、马氏体耐热钢、镍基合金等的转子材料及其最高使用温度范围。

转子材料主要成分及使用温度

种 类	牌 号	主要化学成分 (%)						使用温度 (℃)
		C	Cr	Ni	Mo	W	其 它	
珠光体 耐热钢	H·27 (英)	0.4	3		0.8		V=0.2	~500
	24CrMoV5.5 (德)	0.20~0.28	1.2~1.5		0.5~0.6		V=0.15~0.25	500
	P-2 (俄)	0.22~0.29	1.5~1.8		0.6~0.8		V=0.2~0.3	535
	17-22A (V) (美)	≤0.25	1.3				V=0.8	595
马氏体 耐热钢	C-422 (美)	0.20~0.25	11.00~12.50	0.50~1.00	0.90~1.25	0.90~1.25	0.20~0.30	650
奥氏体 耐热钢	Timken16-25-6 (美)	0.08	16	25	6.0		Mn=1.35 N=0.15	
铁基合金	Incoloy 901 (美)	0.05	13.5	43	6.0		Ti=2.8 Al=0.2 Fe=34	<800

燃气-蒸汽联合循环

(gas and steam combined cycle)

把燃气轮机循环和汽轮机循环以一定的方式组合成为一个整体的热力循环。由热力学第二定律得知:对任一种热力发动机而言,工质的加热温度越高,放热温度越低,由热转化为功的热效率就越高。目前,燃气轮机的燃气初温已达 1260~1427℃,但其放热温度也甚高,一般为 425~600℃,致使大量热能随排气进入大气而损失掉,因而简单循环燃气轮机的净热效率只有 35%~41%。若在燃气轮机的排气口安装一台余热锅炉,利用排气余热去加热汽轮机系统的给水,并产生高温高压的蒸汽,送到汽轮机中去做功,这样,就可以在不耗燃料的前提下,额外地获得一部分机械功,使热效率提高。这样的循环既有燃气轮机的高温加热,又有汽轮机低温放热的优点,所以热效率很高。当今,燃用天然气的燃气-蒸汽联合循环的净热效率已达 56%~58%,21 世纪初有望超过 60%。目前,燃气-蒸汽联合循环只能燃用气体燃料或液体燃料。燃煤的联合循环虽已开发成功,但尚处于商业示范性阶段。

联合循环机组的主要形式 常规的联合循环机组主要有余热锅炉型、补燃余热锅炉型、增压锅炉型和排气助燃锅炉型四种基本形式。

余热锅炉型联合循环 如图 1 (a) 所示。这是比

较简单、用得最多而且早已成熟的方案。温度高达 425~600℃ 的燃气轮机排气被引到装在其后的余热锅炉中去加热给水,使其产生蒸汽,送到汽轮机中去做功。这种方案的发电功率以燃气轮机为主,汽轮机为辅。机组的总功率约为燃气轮机功率的 1.3~1.5 倍。汽轮机

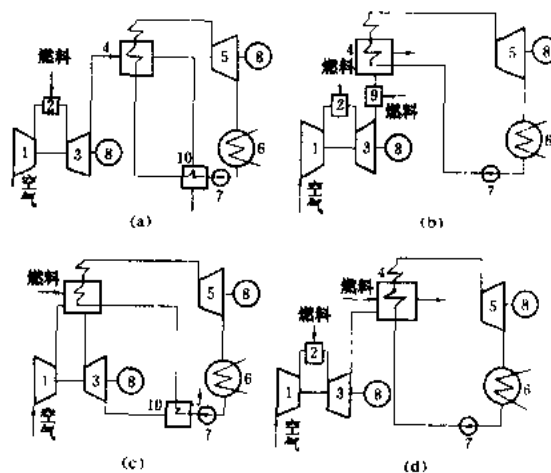


图 1 联合循环的基本形式

(a) 余热锅炉型; (b) 补燃余热锅炉型; (c) 增压锅炉型; (d) 排气助燃锅炉型

1 空气压缩机; 2—燃烧室; 3—燃气透平; 4—锅炉; 5—汽轮机; 6—凝汽器; 7—给水泵; 8—发电机; 9—补燃室; 10—排气冷却器

功率和蒸汽参数取决于燃气轮机的功率和排气温度。在燃气透平的排气侧可设置旁通烟囱,这样,就可使燃气轮机单独运行。由于在余热锅炉中没有安装补燃设备,汽轮机不能单独工作。汽轮机一般按滑压方式运行,其蒸汽参数和功率将随燃气轮机的功率而改变。目前,这种联合循环的净热效率已达56%~58%。燃用重质液体燃料时,由于燃气轮机初温受到限制(一般为1100℃左右),净热效率略低,约50%左右。从热力循环的角度看,它的顶循环是燃气轮机的布雷顿循环,底循环是汽轮机的兰金循环。

补燃余热锅炉型联合循环 如图1(b)所示。它是针对余热锅炉的蒸汽参数低,蒸发量受限制的缺点,特地在燃气轮机与余热锅炉之间的通道中(或余热锅炉中)加装补燃室(器),利用燃气轮机排气中尚剩的14%~16%的氧气,来帮助另行喷入的燃料进行燃烧,以增加热能的输入,使余热锅炉能够产生更多的参数更高的蒸汽,借以提高联合循环的功率。当燃气轮机的初温不是很高时,允许向余热锅炉补燃较多的燃料。那时,汽轮机的功率 P_{st} 可以是燃气轮机功率 P_{gt} 的3~4倍。当燃气轮机初温超过900℃后,补燃方式不仅不能改善联合循环的热效率,还会使 P_{st}/P_{gt} 倍率下降。目前,燃气轮机的初温已经很高,补燃方式反而会使联合循环的效率降低。因而除了热电联产机组外,这种型式的联合循环已经很少采用。但是,这种联合循环的变工况效率变化得较平坦,因为当整机的功率降低时,有条件使燃气轮机维持在燃气初温恒定的、效率很高的工况下运行,而只需减少喷入余热锅炉的燃料量,以降低汽轮机的功率就行了。

通常,余热锅炉入口补燃后的燃气温度不宜超过800~900℃,以避免余热锅炉增设辐射受热面,而使结构过于复杂。

增压锅炉型联合循环 如图1(c)所示。它的特点是:锅炉(蒸汽发生器)与燃气轮机的燃烧室合二为一、燃气轮机的压气机取代了锅炉的送风机,即:锅炉是在燃气轮机的工作压力下燃烧和换热的。此时,锅炉的给水将吸收高温燃气的一部分热量,产生一定数量的蒸汽,送到汽轮机中去做功。由锅炉排出的高温高压的燃气则进到燃气透平中去做功。燃气透平的排气可在省煤器或给水加热器中加热给水。随着燃气轮机初温的提高,燃气轮机发电功率的比例以及联合循环的热效率都会相应地增加。由于锅炉是在较高的压力下燃烧和传热的,燃烧强度和传热系数都大有增加,故可以减少受热面积、缩小锅炉的尺寸和占地面积,使设备的造价和安装费用都能节省。但需用耐压和耐高温材料来制造锅炉。在此方案中燃气轮机和汽轮机都不能单独运行。

排气助燃锅炉型联合循环 如图1(d)所示。它以燃气轮机的排气作为常压锅炉的助燃介质,使其余热得以回收。这是一种最简单的联合循环方式。与补燃型的余热锅炉相比,由于助燃型锅炉的结构与普通锅炉相似,炉膛温度不受限制,补燃燃料量可以很大(在一般的余热锅炉中因不设辐射受热面,补燃后的燃气温度希望控制在750℃左右,补燃燃料量要受限制),因而能够采用高蒸汽参数,以配置大型高效的汽轮机系统。倘若对助燃型锅炉配置备用送风机和空气预热器,燃气轮机和汽轮机就能分开后单独运行。而且助燃型锅炉允许燃用煤。通常,在这种循环的发电功率中,汽轮机的功率占主要部分。

上述四种联合循环各有利弊。图2中给出了增压锅炉型和余热锅炉型联合循环的热效率随燃气轮机初温的变化关系。由图可知:当燃气轮机的初温 t_1 为1250℃时,这两种联合循环的热效率是相同的。 $t_1 < 1250℃$ 时,增压锅炉型联合循环的热效率较高; $t_1 > 1250℃$ 后,余热锅炉型者反而超出。鉴于增压锅炉制造复杂和困难,而且目前燃气轮机的初温已经超越1250℃,因而,国外均以余热锅炉型联合循环作为主要的发展型式。

其他型式的联合循环装置 随着技术不断发展,近年来人们开发了一些其他型式的联合循环,它们各具特点,主要有:程氏双流体循环;湿空气透平循环(HAT)和卡林那循环。

联合循环的优缺点

以余热锅炉型联合循环为例,它具有以下一些优点:①净热效率很高,目前已达50%~58%,21世纪初将达到60%,最终有望达到70%;②单机容量已经达到350 MW以上,若采用多台燃气轮机的联合循环,容量可增至1000 MW左右,可与目前大容量的汽轮机抗衡;③建设周期短,一年内可以建成功率为2/3总容量的燃气轮机发电机组,先行发电,两年内可建成整个联合循环;④单位容量投资费用低,在国外工程的总投资费用只有同容量带FGD的燃煤电厂的1/2~2/3;⑤用地和用水少;⑥自动化程度高,运行维护人员少,可以每天起停,以适应电网负荷变化幅度大的需要;⑦污染排放量少;⑧起动机功率较小。主要缺点是只能燃用气体燃料和液体燃料,以及部分负荷效率较低。燃煤的联合循环,如整体煤气化联合循环(IGCC)、增压流化床联合循环(PFBC-CC)等,虽已

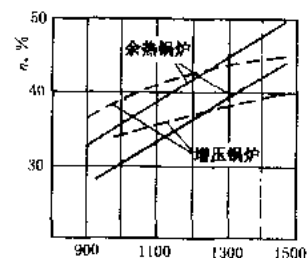


图2 增压锅炉型和余热锅炉型联合循环的热效率与燃气轮机初温的关系

开发成功,但尚处于商业示范阶段,单位容量投资费用又高,故尚未推广使用。

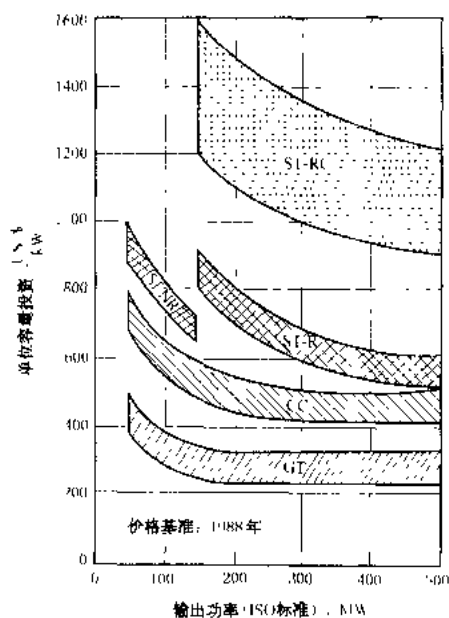


图3 各种电厂的单位容量投资费用之对比

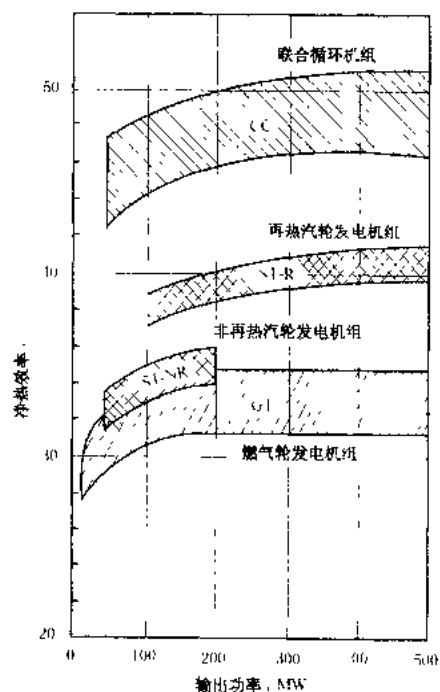


图4 各种电厂的净热效率之对比

图3、4、5、6中给出了几种电厂中燃气轮机发电机组（GT）、联合循环机组（CC）、非再热的汽轮机发电机组（ST-NR）、再热式燃油或燃天然气的汽轮机发

电机组（ST-R）、再热式燃煤的汽轮机发电机组（ST-RC）的单位投资费用、净热效率、建设时间以及发电成本的对比关系，从中可以明显地看出燃气-蒸汽联合循环的优越性。

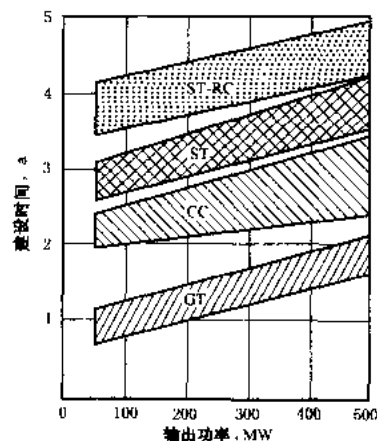


图5 各种电厂的建设时间之对比

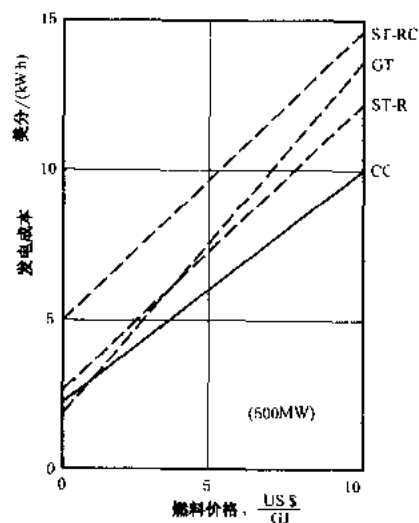


图6 各种电厂的发电成本之对比

表1中则给出了几种电厂污染物排放水平的对比关系。

联合循环发电机组的典型性能数据 目前，余热锅炉型联合循环和程氏双流体循环发电机组已经非常成熟，都有现成产品。表2和表3中给出了代表性机组的性能数据。但它们仅能燃用天然气和液体燃料。某些机组改装后可燃用低热值煤气，包括高炉煤气。

目前，联合循环除了大量用于发电目的外，还用于热电冷联产。它可以提供工业用蒸汽、工业用热水，或向地区供热系统提供热能，并向用户提供制冷条件；还可作为与海水淡化设备配套的动力装置。

表1 几种电厂污染物排放水平的对比

电 厂 型 式	SO ₂ [t/(MW·a)]	NO _x [t/(MW·a)]	灰渣 [t/(MW·a)]	粉尘 [t/(MW·a)]	CO ₂ [t/(MW·a)]
燃油电厂	20	7.5		0.7	6100
天然气联合循环	0.02	2.4~11			3600
燃煤粉的常规汽轮机电厂(无FGD)	220	20	200	18	6000
燃煤粉的常规汽轮机电厂(有FGD)	12~24	* 3.7~8	110	0.3~0.9	6100
燃煤的常压流化床汽轮机电厂	12~24	* 3.7~10		0.3~0.9	6700

* 装有脱硝装置时。

表2 某些余热锅炉型联合循环发电装置的性能数据

型 号	S206B	S109E	S109FA	S109G	S109H	GUD 2. V94. 3A	KA26-1	MPCP1 (701F)	MPCP1 (701G)	Trent	LM6000PC
性能参数											
总发电功率 (kW): 基本	121000	189200	390800	420000	480000	760000	396000	397700	454000	64040	53020
净热耗率 (LHV) [kJ/(kW·h)]: 基本	7309	6930	6350	6207	6000	6205	6149	6316	6208	6968	6999
净热效率 (LHV) (%): 基本	49.3	52.0	56.7	58.0	60.0	58.0	58.5	57.0	58.0	51.7	51.4
频率 (Hz)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
燃气轮机功率 P _{gt} (kW)	76600	121600	254100			510000	257000	266100	304900	49600	42120
汽轮机功率 P _{st} (kW)	46300	70400	141800			260000	140000	131600	149100	14440	10900
P _{st} /P _{gt}	0.604	0.579	0.558			0.510	0.545	0.495	0.489	0.291	0.259
厂用电耗率 (%)	1.55	1.46	1.29			1.30			2.12		
蒸汽循环形式	非再热	非再热	三压再热	气冷/再热	气冷/再热	三压再热	三压再热		双压	双压	
燃气轮机数目	2	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
余热锅炉数目	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
汽轮机数目	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
燃料种类	油/天然气					天 然 气					

表3 某些程氏双流体循环发电装置的性能数据

性能参数 型 号	ISO 基本功率 (kW)	净热效率 (%)	压 比	空气流量 (kg/s)	透平入口温度 (°C)	其 他
501-KH Steam	6751	39.89	12.6	18.60		2.722kg/s 的 482.2°C 蒸汽
LM2500-PH STIG	28060	41.02	20.2	75.75	807.2	注入 22680kg/h 蒸汽
LM5000-PH STIG	51100	43.20	31.0	153.32	757.2	36288kg/h 高压蒸汽 1844kg/h 低压蒸汽

联合循环的发展现状 1929年BBC公司已经实现燃气轮机增压 Velox 锅炉。40年代有了实验装置。60年代燃油和燃气的联合循环才比较成熟地在工业上应用,但那时的燃气轮机效率不高,故在60年代前

发展缓慢。1973年中东石油危机后,强调节能,加上燃气轮机技术的进步,联合循环得到了广泛应用。特别在90年以后,天然气资源大量开发,天然气价格持续走低,加上环保要求日益严格,联合循环电厂得到大量

发展。据统计,1998年投产机组,在21个欧洲国家中联合循环电厂占81%,北美也有类似情况。1998年日本横滨火力发电厂建成了两套1400 MW燃用液化天然气的联合循环发电机组(参见彩图插页第30页60图)。1992年起韩国建设的Seoinchon电厂,是燃油和燃天然气的联合循环电厂,全厂总功率将达1000 MW,供电效率在55%以上,中国近年来也在沿海开放城市建立了一大批余热锅炉型联合循环发电机组,总功率超过5000 MW。燃用液化天然气的联合循环电厂也在筹划之中。香港则建立了2400 MW的燃天然气的联合循环电厂,第一台机组已于1996年启用。

参考书目

焦树建. 燃气-蒸汽联合循环. 北京:机械工业出版社, 2000

燃气-蒸汽联合循环机组控制系统

(control system of combined cycle unit)

实现燃气-蒸汽联合循环机组运行自动化的设备。与蒸汽电站相仿,大型燃气-蒸汽联合循环机组中燃气轮机应用数字电液(DEH)控制技术,余热锅炉和汽轮机应用分散控制系统(DCS)进行监控。联合循环中的燃气轮机控制与简单循环中的燃气轮机控制基本相同,大部分燃气轮机所配备的控制系统都能兼容简单循环和联合循环的运行方式。专为联合循环配置的汽轮机之控制常纳入燃气轮机DEH系统中。

余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环机组的控制 在余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环中,燃气轮机工况是独立改变的,可以自主改变负荷。联合以后燃气轮机控制规律基本不变。运行中,燃气轮机进口导叶角 α 最好能连续可调,那时可附加改变 α 角的 t_3 温控。部分负荷时应关小 α 角,以维持 t_3 在额定值附近变化,这样可以提高部分负荷时联合循环的效率。

余热锅炉不补燃时,蒸汽部分是从动的,其工况完全取决于燃气轮机工况,不可自主改变负荷。通常汽轮机可采用滑压调节运行。燃气轮机达到某一负荷时,汽轮机进入全速空载。汽轮机带上负荷后,燃气轮机方能继续加载。

若汽轮机与燃气轮机共同驱动一台发电机,当燃气轮机启动时,余热锅炉还来不及产生蒸汽,因而必须由另外渠道向汽轮机供给空转时所需的冷却

蒸汽。同时由于启动阻力增加,燃气轮机的启动脱扣转速就要提高,启动加速过程会减缓,启动时间要增加,以等待余热锅炉增加汽压。

余热锅炉补燃时,在一定范围内蒸汽部分的工况可以独立改变,即可自主增减汽轮机的负荷。汽轮机可采用常规的定压调节方法。

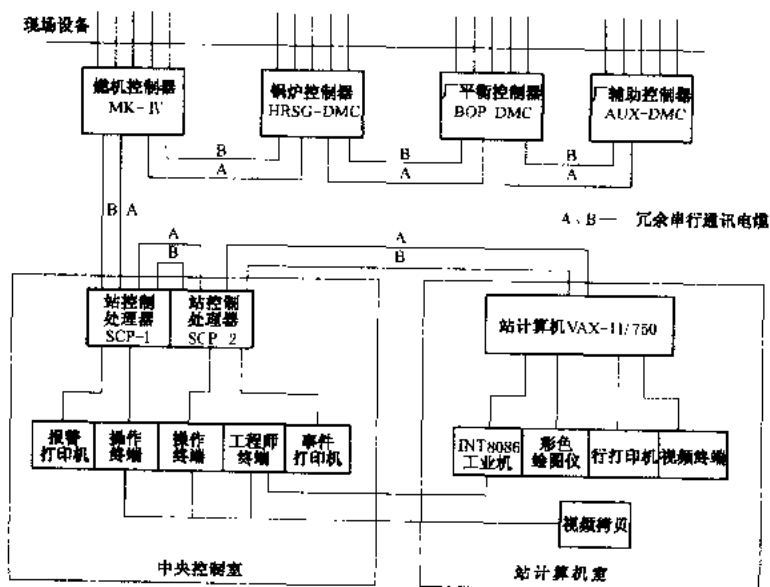
增压锅炉型燃气-蒸汽联合循环机组的控制 在增压锅炉型燃气-蒸汽联合循环中,进入增压锅炉的燃料产生的热量 q_1 中,有一部分 $R_g q_1$ 用以提高燃气轮机的温度 t_3 ,而热量中的 $(1-R_g) q_1$ 部分为蒸汽循环所利用。部分负荷时汽轮机采用滑压调节最为经济。这种情况下比值 R_g 是 q_1 的单值函数, q_1 值唯一地决定着燃气轮机的稳态工况,从而也决定了汽轮机的稳态工况。 q_1 增大时,按一定的关系增大燃气轮机出力和汽轮机出力。从燃气轮机方面看,其稳态特性和控制规律均与一般燃气轮机一样。唯有庞大的增压锅炉显著地增加了热惯性,恶化了动态特性。 q_1 快速变化时,蒸汽部分的响应将明显滞后, R_g 值将显著偏离稳态值。

回注蒸汽的燃气轮机的控制 在回注蒸汽的燃气轮机(见程氏双流体循环)中,高负荷下容易进入压气机喘振区,控制应予以注意。可直接限制压气机的压比或适当降低温控线来防止。后者的缺点是 t_3 温度的测量有较大的时间常数,会引起动态控制误差。可采用降低负荷增速率的办法来减少上述误差。

实例 下图给出了一个在余热锅炉型燃气-蒸汽联合循环电站中使用的分散控制系统(DCS)的实例。

DCS由三大部分组成:

(1) 放置在被控设备附近的分散式控制器单元(DCU),它们是:燃气轮机控制器(MARK-V),余



联合循环电站中使用的DCS系统



热锅炉控制器(HRSG—DMC)、厂平衡控制器(BOP—DMC)和厂辅助控制器(AUX—DMC)。

(2) 放置在中央控制室的站控制处理机(SCP)、站操作终端(SOS)、工程师终端、事件打印机与报警打印机。

(3) 放置在站计算机室的小型计算机(VAX—11/750)、INT8086工业机、行打印机、视频终端、彩色绘图机与视频拷贝机。

该系统采取对现场设备进行分散控制和集中监视的方式。所有分散式控制器单元的数据将全部进到站控制处理机中去,分散式控制器单元同时也接收来自站控制处理机发出的命令。站控制处理机内储存着操作人员要求的所有显示和控制画面的图形软件。通过CRT,操作人员可以看到全站范围内任何一个分散式控制器单元的信息显示。现场参数是以流程图方式显示的。操作人员可以利用光标对所选定的设备实地操作。所有警报和事件都可以由打印机打出。信息管理是由站计算机及其附属设备负责处理的,它可以进行数据采集、归档、计算、记录、绘图和打印报表等工作。通过INT8086工业机可以支持工程师操作终端,通过它能对分散式控制器单元中的控制回路实施调试和变更常数的工作,并利用储存在工业机中的图形编辑工具软件实施图形编辑、绘制流程图等工作。在站计算机内则存有各分散式控制器单元的应用软件和编辑与修改的工具软件,可以对各控制器进行修改、更新、下装、上装和诊断等工作。

设备之间的通信都是用冗余串行通信电缆联接的。在操作终端的专用键盘上,还设置硬线开关,它抛开计算机系统,用导线直接(硬)连至各控制器。在通信失灵和计算机故障时,能直接控制关键设备,使机组紧急停机。

rongqi-zhengqi lianhe xunhuan jizhu yunxing

燃气-蒸汽联合循环机组运行 (operation of gas-steam combined cycle unit) 燃气-蒸汽联合循环机组投入使用的整个过程,包括启动、正常运行和停机等有关内容。

有烟气旁通阀机组的起停 首先把烟气旁通阀切换到通向大气的位置。无需考虑蒸汽系统的影响使燃气轮机单独启动、并网和带负荷。此时,燃气轮机的排气全部绕过余热锅炉,直接排入大气。此后,可逐渐调节烟气旁通阀的挡板开度,控制进入余热锅炉的燃气流量,使蒸汽系统缓慢地启动。倘若余热锅炉在冷态条件下启动,应限定进入余热锅炉的燃气温度,否则过热器无法承受。只有当蒸汽压力达到额定值的40%~60%,并有50~60℃的过热度后,才能启动汽轮机。在

汽轮机能够接受全量的蒸汽之前,应将蒸汽通过汽轮机的旁路阀送入凝汽器,若烟气旁通阀不严密,为了预防在启动燃气轮机时有可能残存在余热锅炉中的少量燃料被引燃而爆炸,应使燃气轮机在点火转速下,不喷燃料且不点火地运转几分钟,用空气来吹扫余热锅炉的流道。随后把烟气旁通阀切换到通向大气的位置。在机组故障或大修后的首次启动时,这种吹扫工作也必须进行。停机时应先使燃气轮机卸负荷,汽轮机也相应地减负荷。当燃气轮机的排气温度降到所规定的某值时,就该停运汽轮机。因那时产生的蒸汽已无法使汽轮机输出净功。此后应进一步减少燃气轮机的负荷,直至使其停运,随即应把烟气旁通阀切换到直通大气的位置。若余热锅炉有补燃装置,只有当燃气轮机带上满负荷,汽轮机已接受了全流量蒸汽之后,补燃装置才能投运。停机时,首先应停运补燃装置,随后才降低燃气轮机的负荷,并按上述顺序执行停机过程。

没有烟气旁通阀机组的起停 为了防止爆炸,在燃气轮机点火前,应首先用起动机带动燃气轮机,使它在点火转速下,不喷燃料且不点火地运行几分钟,以吹扫余热锅炉。此后,燃气轮机点火启动,但带负荷的速度不宜太快,以防余热锅炉汽包升温速率超过最大允许值。对于单轴联合循环机组来说,在厂内有其他蒸汽的前提下,可以用汽轮机作为起动机来启动燃气轮机。随着燃气轮机带上负荷后,余热锅炉逐渐进入工作状态,并向汽轮机供应蒸汽,以取代外界蒸汽源对汽轮机的供汽。

停机过程与有烟气旁通阀的机组没差别。

热态启动与冷态启动 机组有热态启动和冷态启动之分。当机组停机8~14h后立即启动者称热态启动,它能够在20~50min内带上全负荷。在这种情况下,联合循环机组能够满足电网要求紧急启动进行调峰的需要。

图1上给出了某台联合循环机组的冷态启动曲线和热态启动曲线,它们彼此有很大差异。在热态启动过程中,燃气轮机与汽轮机在45min内几乎能够同时带上满负荷。但在冷态启动过程中,则需耗费180min左右才能达到上述目的。

显然,由于联合循环机组的容量和结构差异,各种机组的启动曲线会有不同,但它们都必须从机组的热膨胀和寿命的角度,来确定暖机的时间和负荷增速率等一系列重要的监控数据。用户必须根据制造厂家设定的程序来启动机组,以防发生故障。

机组的运行方式 与简单循环燃气轮机相仿,可分为:应急型、尖峰型、中间负荷型和基本负荷型四类。但由于联合循环机组的投资费用比较高,启动时间较长,供电效率又很高,因而在电网中适宜于带基本负荷

或中间负荷。应急型负荷和尖峰负荷则宜采用简单循环燃气轮机来承担。

的变化趋势极其相仿。但在每一个对应的工况下,联合循环机组的效率大约要比燃气轮机者高 50% 左右;此外,

当负荷低于 50% 后,这两种机组的效率都会大幅度地下降。为了提高联合循环机组在部分负荷时的效率,可以采取两种措施,即①在部分负荷工况下调节压气机的入口导叶或前几级可转导叶,以减少进入机组的空气流量,力求保持燃气透平前的燃气初温恒定不变。但是,当负荷低于 80% 后,一般不宜再用这个措施,否则会因压气机的压比降得过低,而使燃气透平的排气温度过高。②采用多台燃气轮机组成一个联合循环的方案。在部分负荷时可以停运若干台燃气轮机,而使其他燃气轮机仍然处于高效率的运行状态。图 4 中所示的是由四台燃气轮机组成的联合循环电厂的部分负荷效率曲线。显然,这种运行方式可以保证电厂在 75%、50% 和 25% 负荷时,大体上具有与满负荷时相差不多的高效率。

图 5 和图 6 中给出了燃气轮机及其联合循环的相对效率和相对功率随大气温度 t_a 而变化的对比关系。由图可知:随着 t_a 的升高,联合循环的效率反而略有增高的趋势。这是由于当燃气轮机的转速和燃气初温恒定时,随着 t_a 的升高,压气机的压比有所下降,致使燃气透平的排气温度反而有一定程度的增高的缘故,这将

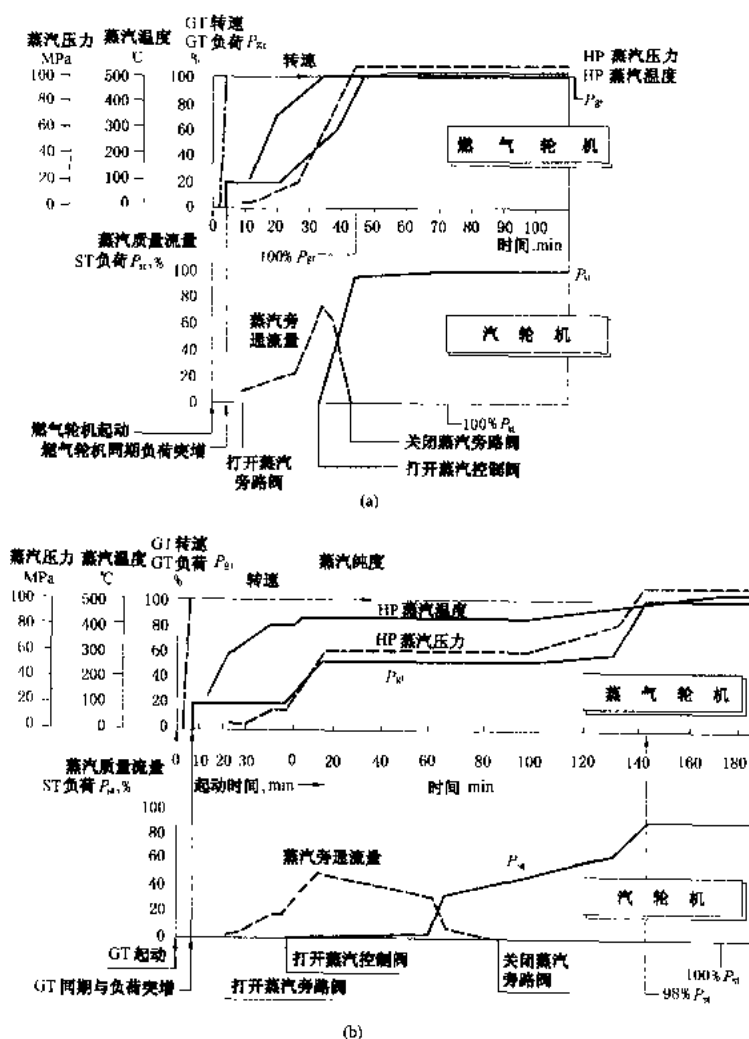


图 1 某台联合循环机组的起动曲线
(a) 热态起动曲线; (b) 冷态起动曲线

变工况运行特性 图 2 中给出了联合循环机组运行中,主蒸汽压力 p_s 和温度 t_s 以及汽轮机功率 P_{st} 与燃气轮机功率 P_{gt} 的比值 P_{st}/P_{gt} , 随机组总负荷 ($P_{st} + P_{gt}$) 的变化关系。由图可知:汽轮机是滑压运行的,从满负荷到 50% 负荷附近, p_s 是线性地随负荷的降低而减小;此后, p_s 将几乎恒定不变。但在整个变负荷范围内, t_s 却始终是线性地随负荷的降低而减小。这样才能避免低负荷时蒸汽湿度过大,有利于改善汽轮机的效率和工作安全性。 P_{st}/P_{gt} 比值首先也是线性地随负荷的降低而变小,此后,也将保持恒定不变。

图 3 中给出了燃气轮机及其联合循环的效率随负荷的变化关系,它们是以燃气轮机的满负荷功率 P_{gt0} 和效率 η_{gt0} 为基准的。由图可知:这两种机组效率曲线

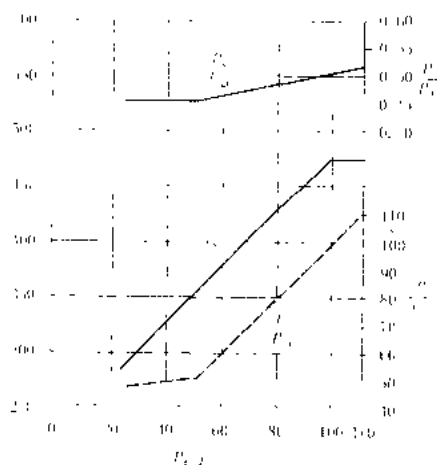


图 2 联合循环的主蒸汽参数和 P_{st}/P_{gt} 随机组负荷的变化关系

促使汽轮机的效率有所增加,它足以补偿燃气轮机效率的降低。基于相同的原因,可以发现:随着大气温

度的升高,联合循环机组相对输出功率的下降则要比燃气轮机者平缓。

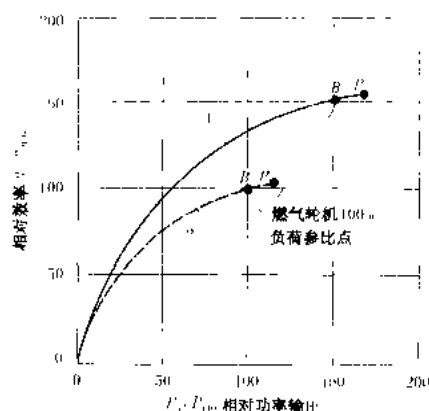


图3 燃气轮机及其联合循环的效率曲线
1—联合循环机组; 2—燃气轮机;
B—基本负荷点; P—尖峰负荷点

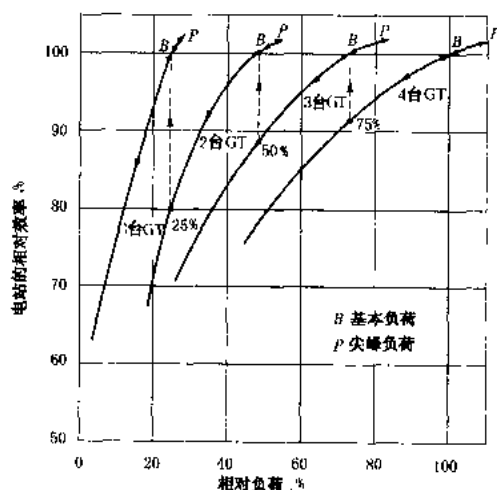


图4 有4台燃气轮机组成的联合循环电厂之部分负荷效率曲线

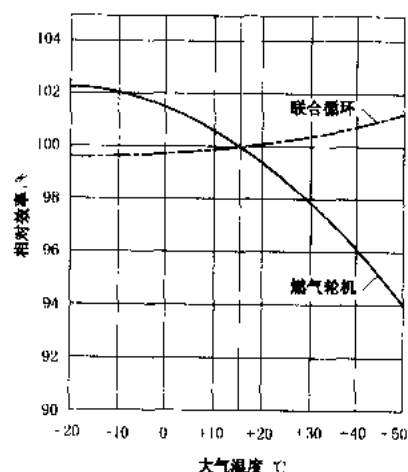


图5 燃气轮机及其联合循环的相对效率随大气温度 t_a 的变化关系 (冷却水温恒定为 20°C)

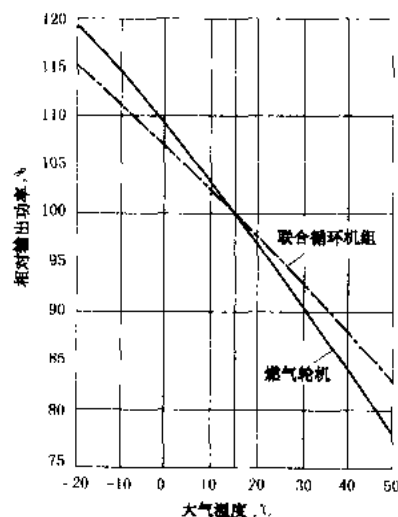


图6 燃气轮机及其联合循环的相对功率随大气温度 t_a 的变化关系 (冷却水温恒定为 20°C)

倘若考虑到直流冷却式凝汽器的冷却水温也会随大气温度而变化,即凝汽器的背压随大气温度的升高而增大的特点,那么,联合循环机组的相对功率 (P/P_0) 以及相对效率 (η_r/η_{rc}) 与 t_a 和冷却水温 t_{cw} 的变化关系,如图7所示。

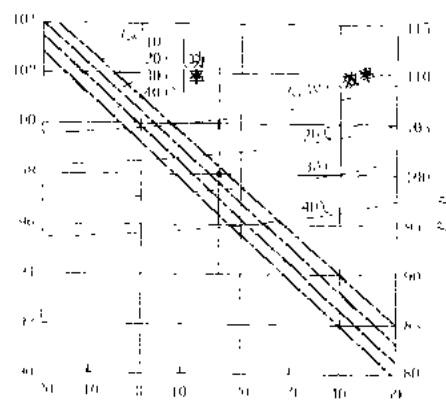


图7 单压的联合循环机组之 P/P_0 和 η_r 与 t_a 和 t_{cw} 的变化关系

roushao guocheng shuzhi jisuan

燃烧过程数值计算 (numerical calculation of combustor) 对锅炉炉膛或燃烧室内的流动、燃烧化学反应及传热与传质两相流动过程进行的计算机模拟计算。是根据送入锅炉或燃烧室的风量、风温、燃

料量等入口物料状态参数以及研究对象的几何边界条件,利用计算机进行数值计算,从而预测出炉内或燃烧室内燃烧反应产物的气体温度、流速分布、组分浓度分布以及传热、燃烧性能、污染物排放水平等热物理参数。从20世纪70年代初开始,在计算流体力学、计算传热学和计算燃烧学发展的基础上,从一维模拟逐步发展到三维模拟计算,已能对大型煤粉锅炉、燃气轮机燃烧室等的三维两相湍流化学反应流动的实际燃烧过程进行数值计算。世界上已有数种功能比较强大、可信度比较好的商业化计算软件,在工程实践中得到较好的应用,已开始用于指导锅炉及燃烧器等的设计或改造,其计算方法正在不断的完善,计算结果的可靠性不断提高。

燃烧过程是极其复杂的物理化学过程。涉及到气相(气体、燃油液滴、气体、固体燃料颗粒)两相的湍流流动、湍流燃烧化学反应及传热与传质过程。燃烧过程数值计算是根据质量守恒定律、牛顿第二定律、热力学第一定律和化学反应的规律,建立求解湍流气相两相流动的质量、动量、能量及组分守恒等微分方程组,但这些方程所构成的联立非线性偏微分方程组,不能用经典的分析法求解,而必须根据确定的边界条件和必要的理论假设,选择并构造描述所研究过程的数学模型,包括气相和颗粒相的湍流模型、颗粒相的整体模型、湍流流动中气相反应模型、辐射换热模型、污染物生成模型等等,同时,必须将这些偏微分方程组离散成与微分方程具有一致性的代数方程组采用数值计算方法进行求解。微分方程离散化的方法有:有限差分法、有限元法及有限分析法,其中有限差分法是求解流体流动过程最有效的方法。求解离散化代数方程组的方法有SIMPLE系列、SIVA系列等。计算所得结果必须得到各种实验的验证,由此对模型及计算方法作出评价,并加以改进或提出新的模拟理论及方法。因此,数值模拟计算必须经过理论设想、计算实践与实际试验三者反复的相互校核,才能使这种计算具有足够的可靠性和实用价值。

参考书目

周力行著,湍流气相两相流动和燃烧的理论及数值模拟。北京:科学出版社,1994

ran shao kong zhi xitong

燃烧控制系统 (combustion control system) 使炉膛内燃料燃烧的能量适应锅炉负荷的需要,同时维持锅炉安全、经济运行的自动控制系统。该系统的具体任务是维持锅炉的蒸汽压力为设计值(或使锅炉的蒸发量等于负荷要求),保证燃烧过程的经济性和使炉膛负压等于设定值。这三项任务是不可分割的,可以用

三个调节器改变三个调节量(燃料量、送风量和引风量),相应地维持三个被调量(汽压、过量空气系数和炉膛负压)。因此,燃烧自动控制系统可由燃料控制系统、风量控制系统和炉膛负压控制系统组成。当锅炉的负荷要求变化时,这三个控制系统协调动作,使燃料量、送风量和引风量同时协调地改变,既适应负荷变化的需要,又维持汽压、过量空气系数和炉膛负压为一定数值。图1为燃烧自动控制系统的组成示意图。每个调节器改变一个调节量,维持一个被调量。三个调节器可以相互替换而组成不同形式的控制系统。在该图中采用不同的线条,表示出三种可能的控制系统。当然,也可以组合成其他系统。系统的组合与锅炉运行方式、燃料品种、煤粉制备、燃烧方式等因素密切相关。而如何保证燃烧过程的经济性,往往成为各种不同燃烧控制系统的一个特色。

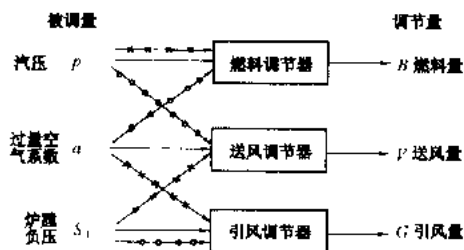


图1 燃烧自动控制系统的组合示意图

中间储仓式燃烧控制系统 基本方案有:“燃料—空气”系统、采用“热量信号”系统和采用“氧量信号”系统。

“燃料—空气”系统 以燃料量和空气量的一定比例保证燃烧经济性所组成的燃烧控制系统。该系统的原理如图2所示。其中主调节器根据母管压力 p_M 的变化,发出增减负荷信号 a_1, a_2, a_3, \dots 至各台并列运行锅炉的燃料调节器和送风调节器。这些信号大小不同,使各台锅炉得到合理的负荷分配。如果某台锅炉带固

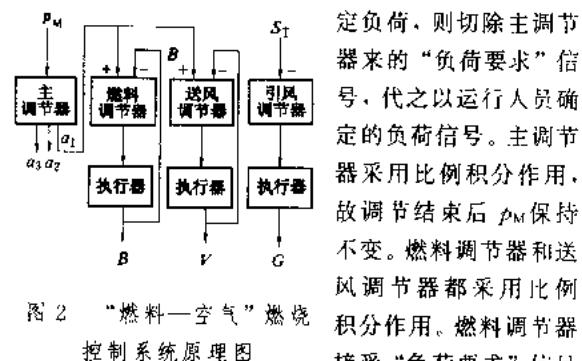


图2 “燃料—空气”燃烧控制系统原理图

定负荷,则切除主调节器来的“负荷要求”信号,代之以运行人员确定的负荷信号。主调节器采用比例积分作用,故调节结束后 p_M 保持不变。燃料调节器和送风调节器都采用比例积分作用。燃料调节器接受“负荷要求”信号和燃料量 B 反馈信号,使燃料量与“负荷要求”信号相适应;送风调节器接受“负荷要求”信号和送风量 V 反馈信号,使送风量与“负荷要求”相适应。这样就

间接地使燃料量与送风量成一定比例 $\frac{B}{V} = k$, 保证燃烧的经济性。引风调节器接受炉膛负压信号 S_T 来控制引风量, 使炉膛负压保持在给定值。“燃料—空气”系统简单、易于实现。但对于燃烧煤粉的锅炉, 由于煤粉量不能准确测量, 而不能保证燃烧经济性。

采用“热量信号”系统 用热量信号 Q 代替燃料量信号 B 所组成的燃烧控制系统。除此之外, 在送风调节器与引风调节器之间加了动态联系。该系统与图 2 的“燃料—空气”系统相似, 其原理如图 3 所示。热量信号 Q 代表燃料燃烧发出的热量, $Q = C_b \frac{dp_b}{dt} + D$, 式中 C_b 为锅炉的蓄热系数; D 为蒸汽流量; $\frac{dp_b}{dt}$ 为锅筒压力的变化速度。利用热量信号的优点是能较准确地代表燃烧率和能较快地反映燃料量的变化。因此, 图 3 (a) 系统在燃料扰动时, 由燃料调节器自行消除, 使 p_M 不会过大变化, 因而能稳定锅炉间的负荷分配。在负荷要求变化时, 燃料调节器和送风调节器同时动作以保证燃烧经济性。送风调节器动作时引风调节器跟着动作, 静态时, 动态联系信号消失, 引风调节器最后仍保持炉膛负压不变。热量 Q 与空气量 V 的比例是由燃料调节器和送风调节器的正确动作而得到保证。如果其中一个调节器不能很好工作时, 燃烧经济性就不能保证。图 3 (b) 的系统中, 送风量与热量直接成比例而保证燃烧经济性。但是, 更合理的系统还是测量烟气中的含氧量, 这时燃烧经济性由烟气中的最佳含氧量来保证。

采用“氧量信号”系统 以烟气中的含氧量作为经

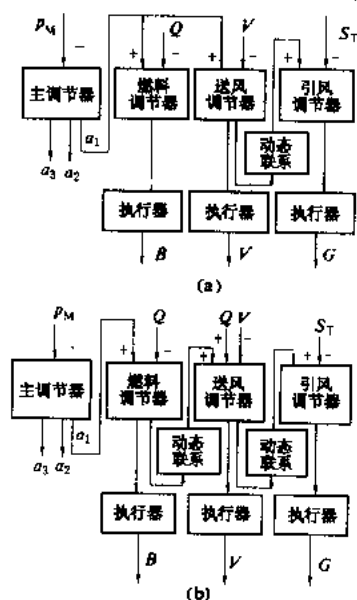


图 3 采用“热量信号”燃烧控制系统原理图

济燃烧的校正信号所组成的燃烧自动控制系统, 其原理如图 4 所示。如果在这个系统中不加氧量校正信号, 则就与图 3 (a) 的热量信号系统一样。氧量信号在此只是用来校正送风量, 使校正后的送风量能满足烟气中的最佳含氧量的要求。

近代大型火力发电机组均为单元制, 锅炉孤立运行, 没有负荷分配问题, 所以燃烧控制系统中不需要主调节器, 除此之外与并列运行锅炉的燃烧控制系统基本相同。

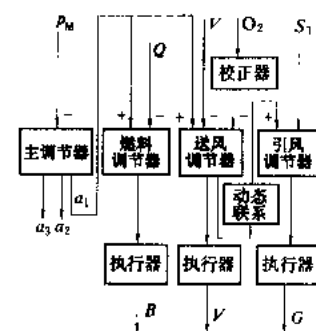


图 4 采用氧量校正的燃烧控制系统原理图

直吹式燃烧控制系统 此时, 制粉设备与锅炉紧密地联系在一起, 锅炉燃料量必须改由磨煤机的给煤机控制, 一次风量与给煤量配合, 并保持磨煤机出口温度为定值。显然, 这种情况下从改变给煤量到改变炉膛热负荷有较大迟延。因此, 设计这类锅炉的燃烧控制系统时, 主要需解决两个问题: 其一是要找出一个能迅速改变炉膛热负荷的调节手段; 其二找出一个能较早反映原煤量扰动的信号。

参考书目

陈永九, 热工过程自动调节原理和应用, 北京: 水利电力出版社, 1982

谢麟阁等, 自动控制原理, 北京: 水利电力出版社, 1986

ranshaoqi jianxiu

燃烧器检修 (overhaul of burner)

锅炉燃烧器的工作条件比较恶劣, 长期受炉膛高温辐射和气流冲刷, 造成磨损、变形和损坏。煤粉燃烧器尤为严重。燃烧器损坏往往引起结焦、周边水冷壁磨损、燃烧不稳定和燃烧效率降低, 威胁锅炉安全和经济运行, 需要定期检查、修理和更换。

直吹式煤粉燃烧器的检修 般包括: ①清除燃烧器周围的结焦; ②检查燃烧器喷口是否有烧坏、变形, 严重时应更换喷口; 一、二次风喷口中心线和喷口的倾角或水平度应符合设计要求, 必要时应进行冷态空气动力场试验; ③燃烧器与水冷壁固定连接在一起时, 检查燃烧器与水冷壁连接焊缝应无裂纹、开焊, 防止水冷壁损坏; ④燃烧器与水冷壁可以相对移动时, 检查相对移动是否卡涩, 密封是否完好, 检修后达到设计要求; ⑤检查燃烧器喷口与风管连接焊缝应无裂纹; ⑥



检查、修理燃烧器外部连接管道、风箱,处理磨损的管件,消除焊缝裂纹、开焊、漏风、漏粉等缺陷;⑦摆动式燃烧器检修后调节应动作灵活,调节范围达到设计要求;⑧检修后风门应动作灵活,实际开度与指示开度一致。

旋流式煤粉燃烧器的检修 旋流式煤粉燃烧器结构较直流式煤粉燃烧器结构复杂,运行中的缺陷也较直流式煤粉燃烧器多。双蜗壳旋流式煤粉燃烧器检修包括:①检查一、二次风喷口、进风管、内套管应完整,无烧损、变形。对烧损、变形的进行处理或更换;②检查一次风蜗壳、衬板及一次风连接管件的磨损情况,局部磨损可挖补,蜗壳、连接管件磨损超过原厚度2/3以上,衬板磨损超过原厚度1/2以上应更换;③一、二次风风壳接合处密封检查修理;④检查耐火材料浇铸的碇,局部损坏、裂纹可修补,耐火砖碇裂纹、损坏应更换;⑤检修后的一、二次风喷口、碇口应齐平,同心。单蜗壳旋流式煤粉燃烧器检修和双蜗壳旋流式煤粉燃烧器检修内容不同之处:①检查一次风出口扩散锥,应完好,烧损、变形严重者应更换。扩散锥尺寸、扩散角应符合设计要求,更换时,应找正,与一次风喷口同心。②一次风扩散锥与调节拉杆的支撑应完好,扩散锥调节装置灵活好用,轴向移动位置符合要求。③一次风舌形挡板调节灵活,实际开度与指示开度一致。可动叶轮旋流式煤粉燃烧器检修:①检查一次风管、喷口应完好,烧损、变形严重时更换,喷口与二次风碇口轴向相对位置应符合设计要求。②一次风入口风道磨损严重的应更换,局部磨损处可进行挖补。③检查二次风叶轮、调整拉杆,变形严重的应更换。叶轮调整灵活,叶片的轴向位移符合设计要求。可变动叶片角度的叶轮,叶片调节装置应灵活,叶片实际角度和标志相符。④检查一次风管与二次风蜗壳连接处的密封垫应完好,连接牢固,严密不漏。⑤检查、修理一次风舌型挡板,开关应灵活,开度指示与实际开度一致。⑥检查二次风碇口应平整,无裂纹,与一次风喷口同心。多通道旋流式煤粉燃烧器检修,尚须注意调风器的动作应灵活,位置应正确。其他类型燃烧器检修可参照煤粉燃烧器检修。

ranshaosh shebei.

燃烧设备 (fuel burning equipment) 经过制备的燃料和经过预热的空气同时引入燃烧空间(见锅炉炉膛),形成连续稳定燃烧火焰的装置。不同的燃料(见锅炉燃料)和不同的燃烧方式(见锅炉燃烧)需采用不同的燃烧设备。层燃锅炉、流化床锅炉和旋风炉的燃烧设备分别见层式燃烧、流化床燃烧和旋风燃烧。大多数火力发电厂是采用火室燃烧来燃煤、燃油或燃气(见悬浮燃烧),其燃烧设备包括炉膛和燃烧器。

• 606 •

锅炉炉膛除应有足够的空间来满足燃料在炉内燃尽所需的停留时间和布置受热面的需要外,还应有合理的形状和尺寸,以便与燃烧方式和燃烧器布置相匹配,形成良好的炉内气流工况以利于着火与燃尽。燃烧器的布置应达到火焰不冲刷炉膛壁面、炉内充满度高以及热负荷均匀。常见的燃烧器布置方式有四角、拱顶、炉顶及墙式布置等。

燃烧器是将燃料和一定比例的空气送入炉膛进行燃烧的装置,其基本功能是:①适应燃料特性;②组织良好空气动力场保证燃烧的稳定性与经济性;③低的燃烧产物污染;④有一定的负荷调节能力。根据燃料种类,燃烧器可分为煤粉燃烧器、油燃烧器、气燃烧器和多种燃料燃烧器。

煤粉燃烧器 依据气流的射流型式可分为旋流式煤粉燃烧器和直流式煤粉燃烧器两类。可燃用烟煤、无烟煤、褐煤和贫煤。

煤粉燃烧器是由数个不同作用的喷口组成,煤粉和空气(或掺有烟气)的混合物(一次风)通过一次风喷口以较低速度射入炉膛。一次风可以是制粉过程中的干燥剂,也可以是热空气。燃烧用的大部分空气(二次风)通过二次风喷口以较高速度射入炉膛,它是组织燃烧过程所需的主要能量来源。为了降低燃烧产物中的NO_x含量,部分二次风作为燃尽风通过专用的喷口射入炉膛。不作为一次风的干燥剂(三次风,又称乏气),通过三次风喷口以较高速度射入炉膛。

油燃烧器 由油雾化喷嘴和调风器组成。油的雾化有机械压力雾化、蒸汽雾化和空气雾化等不同雾化方式(见油、气燃烧器)。调风器有旋流式、直流式(又称平流式)二种形式。油燃烧器可燃用各类燃料油、渣油及重油等。在常温下黏度大的油应事先加热降低黏度以保证油的良好雾化和燃烧。

气燃烧器 由燃气喷嘴和调风器组成。燃气喷嘴根据燃气品质不同而异。对高热值煤气(天然气)采用高速喷射喷嘴并配以油燃烧器相同的配风器(见油、气燃烧器);对低热值燃气(焦炉煤气、高炉煤气)采用低速喷射喷嘴与低风速的调风器(见煤气燃烧器)。

多种燃料燃烧器 在同一燃烧器内分别或同时燃烧不同的燃料(见多种燃料燃烧器)。以油和天然气共用同一燃烧器为常见。油或气与煤共用同一燃烧器,由于燃料的配风要求差异很大,故较少采用。

ranshaosh

燃烧室 (combustor) 燃料和空气在其中混合并燃烧以产生高温燃气的部件,是燃气轮机的三大部套之一。通常用高温合金材料制作,装于压气机与燃气透平之间。燃气轮机燃烧室有三种功能:①使燃料与



由压机送来的一部分压缩空气(一次空气)在其中进行有效的燃烧;②使由压机送来的另一部分压缩空气(二次空气或掺混空气)与燃料燃烧后生成的、温度高达 $1800\sim 2000^{\circ}\text{C}$ 的燃烧产物(燃气)均匀地掺混,把温度降低到透平进口的初温水平,以便送到透平中去做功;③控制 NO_x 、 CO 和 C_mH_n 等物质的生成,使燃气轮机的排气符合环保标准的要求。

燃烧室有使用油或气单一燃料的,也有使用油和气双燃料的,后者既可以烧油,也可以烧气,或者油气混烧。当然,它们的燃料系统以及机组的调节保安系统应有所不同。

当燃烧室燃用原油或重油时,燃料必须预先水洗除盐、加抗钎腐蚀阻化剂,防止钠盐、钾盐和钒盐对透平叶片的结垢和腐蚀作用,还应适当加温,同时最好采用高压空气雾化喷嘴,以确保雾化质量,改善燃尽度。

为了适应燃气轮机结构轻巧的特点,燃烧室应设计得很紧凑。其燃烧过程是在高热强度、高速流动的气流中进行的;它还具有高余气系数、运行参数变化剧烈、要求燃用多种燃料等特点。为此,必须精心设计和试验。否则,燃烧室易被烧坏,火焰容易吹熄或振荡,燃料难以燃烧完全,甚至火焰会伸得过长而烧毁透平。

性能指标 燃烧室的性能应满足以下一些要求:①燃烧稳定性好,在任何工况下都不会发生熄火、强烈的火焰脉动或振荡现象;②燃烧效率高,满负荷工况下达99%左右,怠速工况下燃用劣质燃料时,不低于90%;③燃烧火焰短,不伸及透平;④出口温度场均匀,或者按设计要求的温度场规律分布;⑤流阻损失小,相对总压降控制为3%~6%。⑥结构紧凑轻巧,单位时间内能在单位体积的燃烧空间中燃尽更多的燃料,比燃烧热强度约为 $35\sim 190\text{ W}/(\text{N}\cdot\text{m})$;⑦点火性能好;⑧高温部件冷却良好,不会烧坏或翘曲变形,火焰管的最高壁温不超过 $800\sim 850^{\circ}\text{C}$;⑨火焰管应有数千到上万小时的使用寿命;⑩排气中污染物的含量符合环保标准要求。

工作原理 以往燃烧室多半是按照扩散燃烧原理设计的,图1中给出的就是这种实例。由图可知:由压机送来的压缩空气,在逆流进入遮热筒与火焰管之间的环腔7时,将分流成几部分,依次逐渐流入火焰管,其中“一次空气”是分别由旋流器11、配气盖板12、过渡锥顶13上的切向孔,以及开在火焰管前段的两排一次射流孔14,进到火焰管前端的燃烧区9中去的,在那里,它与燃料喷嘴1喷射出来的燃料进行混合和燃烧:转化成为 $1800\sim 2000^{\circ}\text{C}$ 的高温燃气;另一部分“冷却空气”则通过开在火焰管壁面上的许多排冷却射流孔,逐渐进到火焰管的内壁部位,并沿着内壁表面流动,它可以在内壁附近形成一层温度较低的冷却空

气膜,以冷却高温的火焰管壁,使其免遭火焰烧坏。此外,剩下的那一部分“二次空气”将由开在火焰管后段的混合射流孔15,射到从燃烧区流来的 $1800\sim 2000^{\circ}\text{C}$ 的高温燃气中去,它具有掺混高温燃气,使其温度比较均匀地降低到透平前燃气设计初温值的作用。

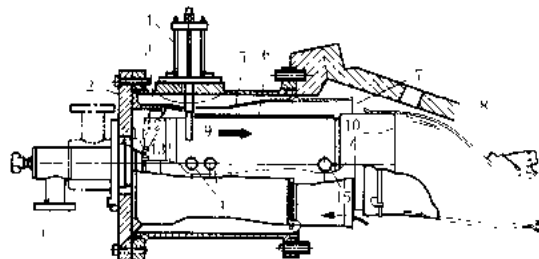


图1 按扩散燃烧原理设计的分管型燃烧室

1 燃料喷嘴;2 盖板;3 外壳;4 点火器;5 遮热筒;6 火焰管;7 环腔;8 燃气收集器;9 燃烧区;10 混合区;11 旋流器;12 配气盖板;13 过渡锥顶;14 一次射流孔;15 混合射流孔

气体燃料或液体燃料是由燃料喷嘴喷向燃烧区的。为了增强液体燃料的燃烧速度,专门用雾化空气来帮助其雾化,使之成为 $100\mu\text{m}$ 左右的细雾滴。当雾滴进入高温燃烧区后,逐渐蒸发成为燃料蒸气。通过扩散和湍流的混合作用,逐渐与周围的新鲜空气掺混,在余气系数 $\alpha_1=1$ 的空间范围内起燃,形成一个温度高达理论燃烧温度水平的扩散燃烧火焰。这种火焰的特点是:火焰面上的 $\alpha_1=1$,其温度总是高于生成 NO_x 的起始温度 1650°C 。因此,按这种方式组织的燃烧过程,必然会产生大量超标的“热力型 NO_x ”排放物。为了解决这个问题,传统的做法是:在高负荷工况下,向扩散火焰喷射一定数量的水或水蒸气,使火焰温度降低到 1650°C 以下,借以控制生成 NO_x 。但是,这种方法很难使燃烧天然气时的 NO_x 排放量低于 $86\text{ mg}/\text{m}^3(\text{d})$ [燃烧液体燃料时则为 $143.5\text{ mg}/\text{m}^3(\text{d})$]。机组的热效率将下降1.8~2.0个百分点,但机组的功率可增大3%左右。

90年代后开发出不喷水(或水蒸气)的干式低 NO_x 燃烧室,它主要用来燃烧天然气。这种燃烧室是按照均相预混湍流火焰传播原理设计的。它是把天然气(或燃料蒸气)与空气预先混合成为均相的、稀释态的可燃混合物,然后使之以湍流火焰传播的方式,通过稳定的火焰面进行燃烧。那时,火焰面上的余气系数 $\alpha_1>1$ 。通过对燃料与空气总掺混比的控制,可以使火焰面的温度控制在 1700K 左右,这样,就能减少热力型 NO_x 的生成。但是,这种燃烧火焰不太稳定,为了防止燃烧室发生熄火和回火,必须采取相应的措施。

图2上给出了这种燃烧室的实例。它的设计思想

是：①用天然气在燃烧器的中心部位建立一个值班扩散火焰，供给值班火焰的天然气的量是恒定的，不随机组负荷的变化而改变。这样，就能在燃烧器根部形成一个稳定的点火源，以确保任何负荷工况下都不会发生熄火；②在值班火焰的外侧再供给一定数量的天然气，它与供给值班火焰的那股天然气共有一个轴向的空气旋

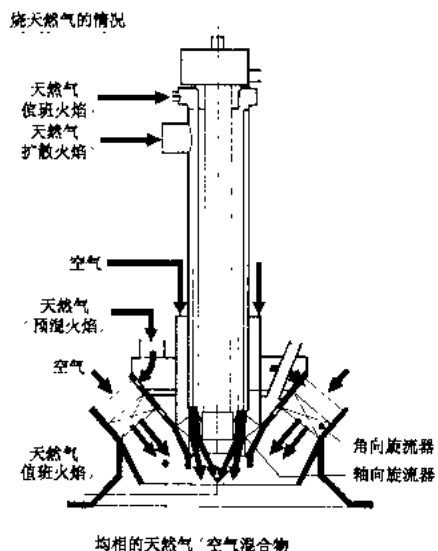


图2 按均相预混湍流火焰传播方式组织的干式低 NO_x 燃烧室

流器，以便在50% P_{50} 负荷以下，于燃烧器的中心部位，形成一个稳定的扩散火焰。③当负荷超过50% P_{50} 后，将另一股天然气供入角向旋流器，以便与进入该旋流器的空气混合，形成均相预混的可燃混合物。随后，在前两层火焰之外的燃烧空间中，以湍流火焰传播方式进行燃烧。由于这股火焰的温度比较低，故能控制热力型 NO_x 的生成。该股火焰的稳定问题则是依靠其后那两层扩散火焰来保证的。这种燃烧器一般可以把燃烧天然气时的 NO_x 控制在51.3 mg/m^3 (d)左右，最佳状态时则可以使 NO_x 降为18.5 mg/m^3 (d)以下。

但是，对于含 H_2 量较多的合成煤气不能用此原理来组织燃烧火焰，否则会发生回火现象，使燃烧器头部被烧坏。

目前，也有按此原理来设计轻质液体燃料燃烧室(器)的，但其降低 NO_x 的效果要差得多，一般只能

把 NO_x 控制在100 mg/m^3 (d)左右，甚至还得喷水或喷蒸汽以降低 NO_x 。

结构类型 可分为单筒(或双筒)型燃烧室、分管型燃烧室、环管型燃烧室和环型燃烧室等。

单筒(或双筒)型燃烧室 在整台燃气轮机中只有1个或2个燃烧室，每个燃烧室中可设置1个或多个燃料喷嘴和旋流器(统称为喷燃器)，如图3所示。燃烧室可垂直布置或卧式布置。这种燃烧室的尺寸很大、比热容强度低、容易燃烧劣质燃料，但调整试验很困难。

分管型燃烧室

在整台机组中于压气机出口与燃气透平之间，沿圆周方向装设多个如图1那样的小尺寸的燃烧室。各燃烧室的出口用一个环形过渡段汇流在一起，使燃气均匀地进入透平。该燃烧室的比热容强度高、便于拆装、检

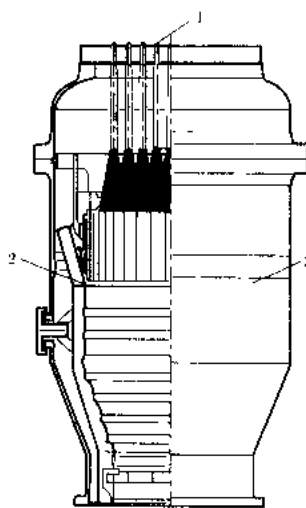


图3 多个喷燃器的单筒型燃烧室

的出口用一个环形过渡段汇流在一起，使燃气均匀地进入透平。该燃烧室的比热容强度高、便于拆装、检

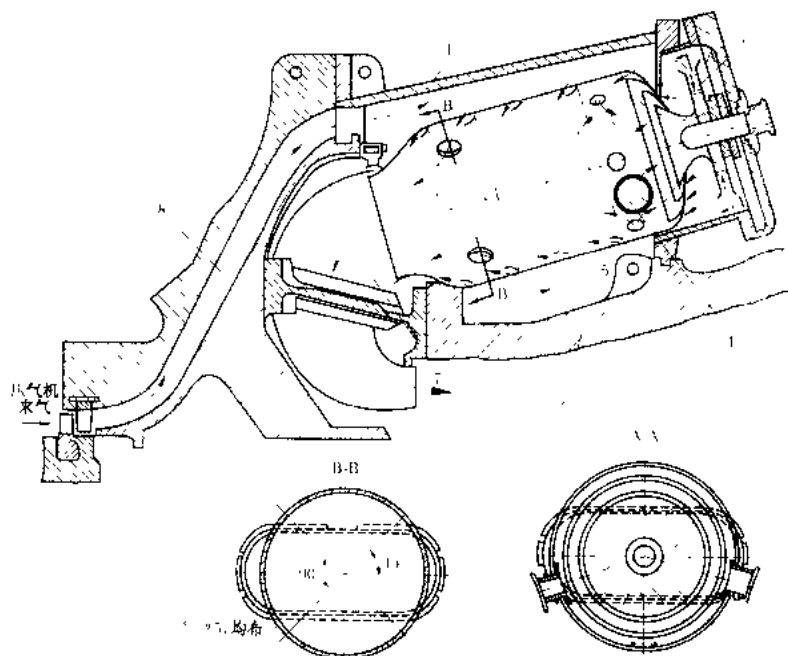


图4 环管型燃烧室

1- 外壳；2- 径向旋流器；3 燃油嘴；4 火焰管；5 冷却导流环；6- 透平气缸；7 燃气收集器；8- 压气机出口的扩压器



修和更换,容易做调整试验。

环管型燃烧室 它与分管型燃烧室的主要差别是:其外壳是一个整体的环形腔体,把所有的火焰管全包围其中,不像分管型那样,每个火焰管有1个独立的外壳,如图4所示。其特性与分管型者类同,但重量略轻。

环型燃烧室 它的外形与环管型燃烧室相仿,不同的是:其火焰管也是整体环形的,如图5所示。这种燃烧室的容积最小,比热容强度最高,结构最紧凑,但难于做调整试验,检修和更换困难。



图5 环型燃烧室(未示出燃烧室的环形外壳)
1—喷嘴或喷燃器;2—环形火焰管的外壳;3—环形火焰管的内壳;4—环形燃烧空间

ransthuoshu caniao

燃烧室材料 (materials for combustor)

燃气轮机燃烧室中火焰管和过渡段等高温零件所用的材料,火焰管内充满着燃烧火焰,是燃气轮机中温度最高的部位。要求材料能耐高温、抗高温氧化和抗热腐蚀;能承受机组启动与停机时温度剧烈变化而引起的热冲击。由于火焰管一般由板料冲压和焊接而成,材料应有良好的塑性和可焊性。对过渡段材料的要求基本上与火焰管相同。

火焰管现广泛选用镍基合金板材制作,应用最多的是 Hastelloy X。早期的机组由于燃气温度不太高,过渡段较多选用镍铬不锈钢,而近期生产的燃气初温较高的机组中,也广泛采用 Hastelloy X。Hastelloy X 为变形镍基合金,含有 22%Cr、1.5%Co、9%Mo 和 0.6%W,可加工变形。

80 年代后,航机上应用成熟的陶瓷材料涂层也已用于重型燃气轮机的火焰管与过渡段的内表面,以形成热障层(TBC),它的厚度为 0.4~0.6mm,每 0.1mm 厚度可降温 16~36℃。

目前,已经制成用金属陶瓷片拼制的火焰管和过渡段,在大型机组上使用良好。

ransthuoshu jiejia

燃烧室结渣 (slagging in furnace)

在锅炉炉膛内进行的燃烧过程中受热面上黏结软化或半熔融灰粒,并生长和积累形成硬结的渣体覆盖层的现象。燃煤炉中发生结渣的部位,通常在燃烧器布置区域和炉膛出口折焰角处,严重时还会在过热器屏及其后的

对流管束入口等处发生,也有时在炉膛下部冷灰斗处结渣或堆渣。炉膛结渣致使炉膛辐射吸热量下降,炉内烟温水平上升,反过来更促使结渣过程加速发展;同时引起后部受热面上积灰加剧。在炉内和燃烧器区域严重结渣,会影响炉内良好的空气动力工况,使燃烧进一步恶化,局部地区堵渣或堵灰也会形成烟气走廊,导致局部受热面严重磨损或过热。由于以上种种因素,最终会导致降低负荷运行或被迫停炉。炉膛上部水冷壁上结成的大渣块往往会脱落下来,砸坏炉底管。液态排渣炉膛(包括旋风炉)结渣还会使熔渣段(旋风炉燃尽室或捕渣管)壁面上的渣膜失去流动性,形成不断“爬”渣的现象。对于燃用高灰分重质油的燃油锅炉,往往也在燃烧器布置区域的水冷壁及炉膛上部受热面上形成结渣而危及安全运行。

结渣的机理 新近的研究表明:在固态排渣炉上影响结渣过程的因素主要有:①煤中矿物质成分及结构的初始组成和参与燃烧过程后的变化;②煤灰颗粒的粒度分布;③同一颗粒中各种矿物质组分间的相互作用;④颗粒吸热速率;⑤最大颗粒温度;⑥炉内颗粒随时间变化的全过程;⑦管壁和炉烟温度;⑧炉管表面的物化特性;⑨灰颗粒着壁速度;⑩壁面附近烟气中还原性气体组分。试验结果揭示出,结渣过程的关键阶段是形成壁面初始结渣层阶段。近年来,通过使用黏着试验台、煤粉燃烧结渣试验炉和渣滴着壁过程模拟探枪等手段所做的试验研究发现:飞灰颗粒在组成上并不是均相的,其中某些类型颗粒具有适当比例的黄铁矿和可生成玻璃质的成分,能在相对低的温度水平下熔化,并有很强的浸润和黏着于锅炉钢材氧化表层的特性。灰渣黏结过程中有三项温度参数是关键,即①钢材基体温度愈高,则黏着作用愈强;②烟温愈高颗粒愈黏;③煤灰初始结渣温度(火焰温度)愈高,以黏性的过冷玻璃体状态持续存在的颗粒组分亦愈多。最后一项温度参数说明了为什么在较高的热负荷强度下运行的燃烧室会产生结渣的原因,而不管灰颗粒停留时间长短,即使长到足以使炉膛出口烟温下降到灰熔点以下。目前,结渣过程机理的研究工作还在不断深入,其中包括对管壁表层附着物的助熔作用等进行探索。

影响结渣的因素 从锅炉的运行经验可知,导致结渣的因素是多方面的,主要有:①锅炉炉膛及燃烧设备设计不良,例如炉膛容积热强度及断面热强度过高,燃烧器结构设计与空气动力参数选择不当,燃烧器火焰冲墙等;②燃用燃料与设计燃料不符,特别是灰熔点低,燃料灰分中钠、钾、钒、钛及铁等的氧化物含量高;③炉内燃烧工况调整不当,风量过小,烟气中氧量过低,一、二次风风量风速及制粉系统调整不当,煤粉

过粗等；④燃烧设备存在严重缺陷，如燃烧器喷嘴烧损、炉膛水冷壁管翘曲变形，严重漏风等；⑤缺少足够的吹灰手段，吹灰器数量不足，安装不良或损坏；⑥锅炉负荷过高或给水温度太低（远低于设计值）等。

防止结渣的措施 新设计的锅炉，主要是对设计煤种的结渣沾污特性预先做出判断，用以确定炉膛热负荷强度等设计参数。目前，可用一种将若干项结渣指标（如飞灰烧结强度、基于煤灰熔融特性、灰成分及黏度特性等的结渣判据）通过模糊数学处理方法予以综合得出判定结论；也可以采用试验台实测法确定煤粉燃烧结渣倾向等级。对已投入运行的锅炉，则应进行具体分析，找出主要影响因素，分别采取针对性措施予以消除。根据经验，可采取的措施主要有：①进行必要的燃烧工况优化调整，消除引起严重结渣的不合理运行工况因素，包括调整燃烧器配风方式，维持最佳的过量空气系数及煤粉细度，防止火焰偏斜和冲刷炉壁等；②进行全面的燃料特性分析，特别是灰的成分分析及灰熔点和结渣特性测定；必要时进行混煤配比试验，寻求提高灰熔点的配比；③当确认由于燃烧设备设计不良所致时，进行适当的技术改造，例如采用偏置二次风燃烧器，调整直流燃烧器喷口间距，更换新型旋流燃烧器，或避免燃烧过分集中，减小燃烧器区域壁面热强度等等；④对于燃用低挥发分煤种的锅炉，炉膛水冷壁敷有耐火涂料的燃烧带时，可适当拆除部分或全部卫燃带；⑤配置足够数量运行效果良好的吹灰器，及时吹灰，切勿等到积灰严重时再吹，否则吹灰效果将会大大下降；⑥彻底消除燃烧设备缺陷，认真消除炉膛及制粉系统漏风；⑦作为临时性措施，可适当降低负荷或周期性地减负荷运行。

近年来有使用除渣剂添加在燃煤中，使结渣松软而易于清理，但已显露出有腐蚀受热面的问题，要慎重使用。

ran shao tuoliu

燃烧脱硫 (desulphurization during combustion) 见炉内喷钙增湿活化法脱硫。

ran shao xitong

燃烧系统 (combustion system) 为使燃料在锅炉炉膛内充分燃烧，并将燃烧生成的烟气排入大气所需的设备和相应的烟、风、煤（煤粉）管道的组合。

燃烧系统应根据燃用燃料的类型，如固体、液体或气体燃料，电站锅炉的类型和燃烧方式，合理选择工艺流程、决定设备和管道的规格、数量，充分考虑必要的裕度，使锅炉和燃烧系统在最安全和经济的情况下运行。

燃烧系统通常由燃料制备、空气系统及烟气系统组成。

燃料制备 燃用液体燃料的锅炉，仅需设置液体燃料储运系统，包括燃料油库、油泵房，并将液体燃料加热，满足其对流动性和喷嘴雾化黏度的要求。燃用气体燃料时，在厂内可不设储存设施，仅配置调压站和分配管路，必要时进行过滤和脱水处理。燃用液化天然气 (liquefied natural gas, LNG) 或液化石油气 (liquefied petroleum gas, LPG) 的电厂需设置独立的液化气接收、储存和气化站（厂）。

燃用固体燃料的锅炉，需按不同燃烧方式对燃料进行制备。层式燃烧炉只需在输煤系统内设单级筛碎设备将原煤破碎到30 mm（抛煤炉）～50 mm（链条炉）以下的合理颗粒配比，即可进入锅炉燃用。对流化床燃烧锅炉，根据来煤粒度情况设置一级或二级筛碎设备，破碎后的粒度一般要求为10 mm以下，如原煤水分较大时，需用热空气（或烟气）在二级破碎中予以干燥。对悬浮燃烧锅炉需增设煤粉制备系统，将原煤研磨成细粉。制粉系统有集中制和单元制两种配置方式，在制粉车间内集中制粉，然后用粉泵分送到各台锅炉燃烧的称为集中制制粉系统；按锅炉为单元各自配置制粉设施的称为单元制制粉系统。近代电厂通常采用单元制制粉系统。单元制制粉系统又可分为中间储仓式制粉系统和直吹式制粉系统两种类型。制粉系统中常用的磨煤机有低速（筒式）、中速（辊式、碗式和球式）和高速（风扇式、锤击式）三种类型，低速磨煤机多与中间储仓式制粉系统相匹配，高、中速磨煤机多与直吹制粉系统相匹配。

空气系统 燃料燃烧所需要的空气由送风机、一次风机供给，并经锅炉空气预热器加热到300～400℃，其中一部分同时作为煤粉制备系统的干燥剂及输送介质。根据锅炉燃烧需要，通常将燃烧用的空气分为一次风、二次风，分别送入炉膛。一次风指携带煤粉或液体、气体燃料经燃烧器进入炉膛，为提供点火所需的那部分风量，一般为总燃烧风量的15%～30%；燃烧所需的其余70%～85%的风量作为二次风。在热风送粉中间储仓式制粉系统中，用于研磨、干燥和输送煤粉的这部分空气，与煤粉分离后成为乏气，当用排粉机将其送入炉膛上部时，称为三次风，相应的制粉系统称为闭式系统；当用排粉机将乏气经净化后排入大气时，相应的制粉系统称为开式系统。

燃烧所需的一次空气，由于其风量占燃烧总风量的比例较小，而所需风压较高，通常由专用的一次风机供给。一次风机可位于空气预热器前（冷一次风机系统），也可位于其后（热一次风机系统）。冷一次风机系统须与三分仓或四分仓空气预热器相匹配，其工作条

件及运行经济性均较好,在大型机组中常被优先选用。

烟气系统 燃料和空气在炉膛内燃烧产生的烟气,根据燃料和燃烧方式的不同,均携带有一定的尘粒、二氧化硫(SO_2)、氮氧化物(NO_x)等有害物质。燃煤锅炉必须设置除尘设备来捕集烟气中的尘粒。燃烧含杂质较多的液体燃料时,也需装设除尘设备。当燃料含硫量较大,不能满足规定的排放标准时,应进行烟气脱硫。当锅炉氮氧化物排放浓度不能满足规定的排放标准时,还应进行烟气脱硝。烟气脱 NO_x 技术在80年代已逐渐成熟并进入实用阶段。

净化处理后的烟气通过烟囱排出。对平衡通风锅炉,炉膛内为负压,需设置引风机将烟气从炉膛抽出。当锅炉增设烟气脱硫脱硝装置时,可以在这些装置后增设附加引风机,或将系统内引风机规格加大以克服附加阻力。微正压燃烧锅炉,因炉膛内维持一定的正压(2~5 kPa),可自行将烟气压出炉膛排入烟囱。

其中包括在整体煤气化联合循环(IGCC)中使用的燃气轮机。相对燃用天然气和液体燃料的常规燃气轮机而言,整台机组需要作必要的改造。这是由于低热值煤气的消耗量要增加许多倍,致使流经燃气透平的流量超额增大,而煤气的燃烧性能又严重恶化的缘故。

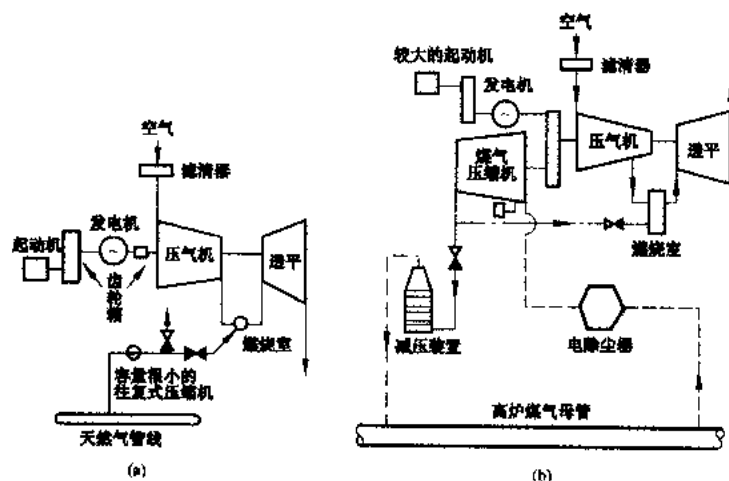


图1 两种燃气轮机系统设备的对比
(a) 天然气机组; (b) 高炉煤气机组

chuyong direzhi mei'ai de ranqilunji

燃用低热值煤气的燃气轮机 (gas turbine unit burning low heating value gases) 专门燃用热值较低的高炉煤气或合成煤气的燃气轮机。

高炉煤气燃气轮机 图中给出了高炉煤气燃气轮机与天然气燃气轮机系统设备的对比关系。表中给出了因高炉煤气的属性变化而引起的、原先燃用天然气的燃气轮机所必须进行改造的项目与措施。

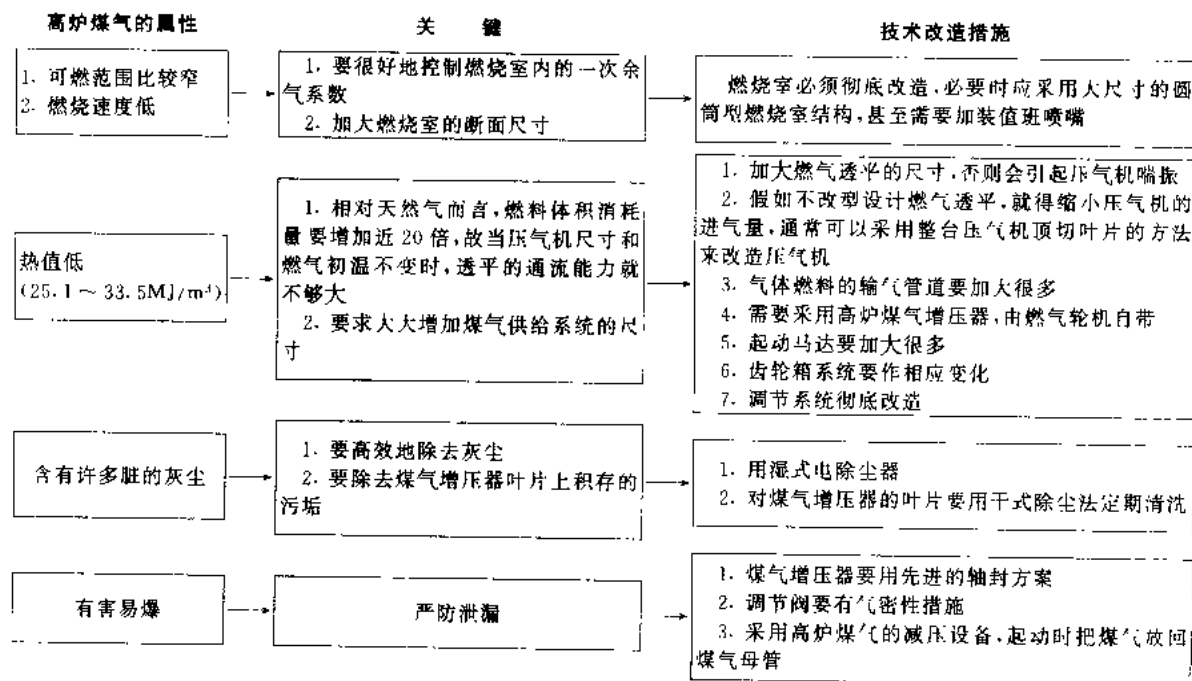


图2 因高炉煤气的属性变化而引起的技术改造



由此可见,为了燃烧像高炉煤气那样的低热值煤气,燃气轮机的主要部件:燃气透平或压气机、燃烧室、调节系统,乃至齿轮箱、起动系统和燃料系统都要作相当程度的改型设计。假如在燃用高炉煤气时,使流经燃气透平的燃气质量流量与燃用天然气时相同,那么,压气机必须缩小,使流经压气机的空气质量流量减少38%左右。其结果是:①机组的净功率将减少22%;②机组的净热效率将降低19%左右。这是由于高炉煤气需要增压,致使厂用电耗率激增的缘故。

用于IGCC系统的燃气轮机有几种情况需要区别对待:①采用独立的空气分离系统,但分离所得的 N_2 气回注合成煤气。此时,压气机的空气流量与燃气透平的燃气流量之匹配关系,大致与燃用高炉煤气者相仿。为了防止压气机发生喘振,就必须增大燃气透平的通流面积,或者缩减压气机通流部分的尺寸。对于某些喘振裕量较宽的燃气轮机来说,则可用:适当关小压气机的进口导叶,以减少其进入的空气流量;适当放大燃气透平第一级导流叶片的通流面积;或适当降低燃气透平进气温度的方法,来协调压气机与燃气透平通流能力之间的匹配关系。②采用独立的空气分离系统,但空分所得的 N_2 气不回注合成煤气或燃烧室。此时,流经燃气透平的质量流量只比进入压气机的质量流量大10%左右,因而原先燃用天然气的燃气透平和压气机有可能无需改造,就能适应燃用合成煤气的需要。③采用整体化率为50%左右的部分整体化空气分离系统,但空气分离所得的 N_2 气回注合成煤气。此时,有可能把流经燃气透平的质量流量控制在比压气机的质量流量大约增大16%的极限范围内,只要适当增大燃气透平第一级导叶的通流面积,就能适应燃用合成煤气的需要。④采用完全整体化空气分离系统,但空气分离所得的 N_2 气回注合成煤气。此时,流经燃气透平的质量流量只比进入压气机的质量流量增大6%左右(燃用天然气时要增大3%),因而原先燃用天然气的燃气透平和压气机无需改造,就能适应改烧低热值合成煤气的需要。当然,对于以上诸情况来说,燃烧室、调节系统和燃料系统等都还需进行改造。此外,还应考虑机组单独燃用天然气或液体燃料的情况,以便在启动时或气化炉停炉不生产合成煤气时使用。

ruyou ranqi guolu yunxing

燃油燃气锅炉运行 (operation of oil-fired and gas-fired boilers) 与燃煤锅炉运行的主要不同点在于,针对燃油燃气的特点与技术要求,保持燃油燃气的稳定燃烧和完全燃烧,防止炉内可燃质爆燃和燃油锅炉发生尾部再燃烧。

燃油种类 火电厂一般使用重油、原油或柴油等。

• 612 •

重油又可分为燃料重油和渣油。燃料重油是由裂化重油、减压重油、常压重油或蜡油等按不同比例调制而成。原油闪点和燃点较重油低,并含有大量轻质馏分。柴油包括轻柴油和重柴油。轻柴油主要用于燃煤锅炉点火起动或低负荷稳燃;重油和原油主要用于燃油锅炉或燃煤锅炉的低负荷稳燃,但也有火电厂将重油和原油作为燃煤锅炉直接点火用油(见液体燃料)。

油燃烧器运行 重油黏度高,重度大,原油的黏度和重度相对较小。但都必须经过加热后才能使用,根据不同的油种炉前油温一般加热到80~130℃,恩氏黏度2~4°E。轻油的黏度较低,燃烧之前不需要加热便可将油滴粒径雾化得很小,且燃烧充分。中国相当一部分火电厂锅炉起动使用的是零号柴油,在20℃时恩氏黏度1.2~1.67°E。

中国火电厂200 MW及以下机组锅炉用于点火和低负荷稳燃的油燃烧器一般燃用轻油,采用机械雾化喷嘴,炉前油压1.8~2.2 MPa。

300 MW及以上机组锅炉,用于点火和低负荷稳燃的油燃烧器,一般采用蒸汽或空气雾化喷嘴,炉前油压控制在0.5~1.2 MPa,炉前蒸汽或空气压力0.5~1.2 MPa。但也有的采用机械雾化喷嘴。

燃烧重油、渣油、原油时为了保证雾化质量及炉内燃烧完全,机械雾化喷嘴的压力较大,一般为3.0~5.0 MPa。

燃料重油或轻油中氢的重量百分比占13%左右,燃烧迅速。为使火焰燃烧稳定及避免燃烧不完全,故对于油滴雾化细度、选择合理的配风器及风速显得尤为重要,燃油锅炉燃烧器喷口风速可达50~90 m/s或更高。燃煤机组油燃烧器喷口设计风速较低,一般为30~50 m/s。

国外大型燃油锅炉燃烧重油时加热温度较高,一般采用Y型两相流喷嘴,风速也较大。

燃烧时风速的大小直接影响着火焰根部到燃烧器喷口的距离,风速过低,供风不足,出现燃烧不完全并会产生回火,烧坏喷口。风速过高,会出现脱火现象,使燃烧不稳定。

正常燃烧时火焰应明亮,火焰根部无黑烟,火焰四周及尾部无火焰回卷及黑烟,火焰无飞边、无雪花点,同时火焰不宜拖得过长,不应冲刷水冷壁。如达不到上述要求可能有以下原因:油嘴设计不合理,加工质量差,雾化油滴直径大,雾化角不匹配,油温油压或汽(气)压不合适,风量不足或配风不均匀,燃烧器与油喷嘴不匹配,油喷嘴布置不合理,运行中油喷嘴堵塞等。

燃油锅炉运行特点 主要有:①防止锅炉受热面低温腐蚀。燃油锅炉应采用低氧燃烧运行,维持炉膛出

口过量空气系数为 1.05 或更低。②防止炉内可燃质爆燃。点火之前要防止油阀门泄漏而使燃油进入炉膛,油气挥发引起爆燃,如漏入油量较大应清除漏油后进行充分通风后再点火,即遵照先通风再投油的原则。灭火或停炉时,必须首先切断油路。目前 200 MW 以上机组锅炉装有自动点火装置和火焰监视器,以及相应的灭火保护装置,为避免上述问题的发生提供了技术和设备保证。③防止尾部再燃烧。部分在炉内未完全燃烧的可燃物,黏附在尾部受热面上,在一定条件下,在尾部烟道内重新着火燃烧,会烧毁设备,造成严重损失。尾部再燃烧是一种自燃过程,即使在较低的温度下可燃物质也会氧化并放出热量,由于停炉,散热条件差,温度上升,最后会引起着火和燃烧。防止尾部再燃烧的主要措施就是要保证油燃烧器的稳定运行和燃油的完全燃烧。尤其是冷态频繁启动或启动后长时间的低负荷运行工况,此时极易产生不完全燃烧,为避免燃烧不完全及可燃物沉积在受热面上,应及时吹灰清扫受热面,安装温度监视和报警系统。防止尾部再燃烧。

燃气种类及气体燃烧器运行 气体燃料的种类较多,有天然气、高炉煤气、焦炉煤气及其他工业尾气等。这主要取决于电厂的需要及燃料的来源。天然气的热值较高,主要成分是甲烷,其发热量约 35 MJ/m^3 ,易着火,燃烧稳定,作为锅炉启动点火或主燃料。焦炉煤气发热量约 16 MJ/m^3 ,高炉煤气发热量低,约 3.2 MJ/m^3 ,不易着火,燃烧稳定性差,一般作为辅助燃料掺烧。锅炉设计时需根据不同的燃料和锅炉炉型,合理地设计和布置燃烧器。

气体燃料要比液体燃料及固体燃料容易燃烧,火电厂气体燃烧器采用扩散燃烧方式,为了保证天然气与空气的快速、均匀的混合,天然气喷嘴的流速一般在 $80 \sim 130 \text{ m/s}$ 。混合越快,燃烧越快。而燃焦炉煤气和高炉煤气时喷嘴流速要低得多。燃气锅炉运行时要同样遵循启动时先通风吹扫后送燃气,停炉时先关掉燃气然后通风吹扫的原则。锅炉启动时点火燃气量和风量均较小,燃烧稳定后逐渐加大燃料量和风量,防止炉内可燃气体爆燃。同时要确保气体快速截止阀严密不漏,炉内火焰检测装置及燃烧控制系统工作正常。

rbeng

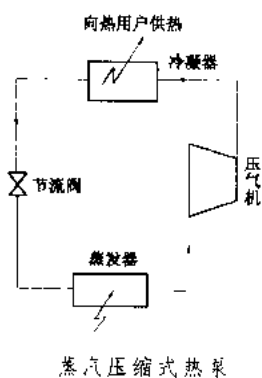
热泵 (heat pump) 以提高热量的温位为目的,通过消耗电能、机械能或其他的可用能把热量从低温输往高温的机器。热泵按逆向热力循环工作,在原理上与制冷机相似,所不同的是使用的目标不同,因而它们工作的温度范围也不同。

热泵的种类很多,最常用的是蒸汽压缩式热泵,其次是吸收式热泵。此外,还有气体循环热泵、喷射式热

泵、热电式热泵等。

原理 热泵使用的工质一般为氟利昂。如图所示为蒸汽压缩式热泵的原理图。低压蒸汽经过绝热压缩提高了温度和压力,向热用户供热。蒸汽凝结后的高压液体经过绝热节流,温度进一步降低,低于低温热源的温度,因而可从低温热源吸热汽化,重新变成低压蒸汽,完成一个热力循环。

热泵供热与电热有本质的不同,热泵的作用不是把电能转化为等量的热能,而是以少量的电量获取更多的热量。所得的热量与所耗电量的比值叫做热泵的性能系数。通常,希望得到的热量的品位(温度)越低,热泵的性能系数越高。在中纬度地区,如以环境为低温热源,供暖热泵的性能系数理论上可达到 10 以上,实际上也可达到 2~3 或更高。



所需的能量与所供的能量的品位相匹配是节约能源的重要原则。热电联产之所以优越就是它基本符合这一原则。其实,在理想的条件下,热电联产供热和热泵供热是等价的,所不同的是前者把尚有做功能力的蒸汽直接送往热用户,后者则把此蒸汽送往汽轮机发电,把废热排给环境,然后把电送往用户,通过热泵重新把废热收回,并提升到原有品位。所以从理论上讲,热泵不但与热电联产等价而且优于热电联产,因为热电联产需要用热力管道输送热量,而热泵则通过输电线间接地输送热量,自然比热力管道要灵活得多,经济得多。

性能指标 热泵的性能通常用两个指标来衡量,一个是热泵的性能系数,另一个是热泵的焓效率。

设热泵供出的热量为 Q , 供给热泵的功为 W , 则热泵的性能系数为

$$\text{COP} = \frac{Q}{W}$$

热泵的焓效率等于热泵供出热量中的可用能 E 与供给热泵的功 W 的比值,即

$$\eta_e = \frac{E}{W}$$

热泵的这两个性能指标有很大的差别。焓效率标志着热泵本身的热力学完善性,而热泵的性能系数不仅与热泵本身的热力学完善性有关,而且取决于高温热源与低温热源的温度,标志着热泵的实际使用效果。

影响热泵使用效果的因素 热泵性能系数的表达

式为

$$\text{COP} = \frac{T_H}{T_H - T_L} \left(1 - \frac{T_L}{T_0} \right)$$

式中 T_H 、 T_L 分别为高温热源的温度和低温热源的温度； T_0 为环境温度； $(1-\epsilon)$ 为热效率。可见，影响热泵性能系数的因素有四，即高温热源温度、低温热源温度、环境温度和热效率。

热泵用于供热的一些问题 首先，热泵供热过程伴随着一系列能量转化和传递环节，不如热电联产供热来得直接，致使其不可逆损失较大。从热泵性能系数的表达式可以看出，热泵更适合于需要较低温度热量的场合或者有温度较高的低温热源的场合。从表达式还可以看出，要发展热泵供热，首先要提高热泵本身的热效率，才能保证其热经济性。

其次，保证热泵运行的安全可靠是发展热泵供热的非常重要的前提。实践证明，没有足够的经验和对可靠性的充分保证，急于把这种新型供热方式投入广泛使用会影响其发展。

第三，与其他供热方式相比，热泵供热装置的初投资高，应有适当措施使得它经济、合理，如：采用大型装置；或为了使投资得到有效的利用，在需要与可能的条件下把供热和制冷结合起来，使同一装置兼起两种作用。

热泵用于供暖时，有一个不利的性能，就是当它偏离设计工况运行时，环境温度越低，其供热量越小，与人们的需要恰恰相反，因此需要备用尖峰的设备，或改善热泵本身的调节性能。

供热并非热泵应用的唯一场合。热泵还可有效地用于干燥、去湿过程或者多级闪蒸过程。

热传导

热传导 (heat conduction) 温度不同的物体各部分之间或温度不同的两物体间由于直接接触而发生的热传递现象，也称导热。热传导是从宏观角度进行现象分析的，即把物质看作是连续介质，各部分之间没有相对位移。热传导是热量传递的三种基本方式之一，对导热规律的研究是传热学的重要组成部分。导热理论的任务就是要找出任何时刻物体内部各处的温度，即温度场，或各处的热流量（热流密度）。

机理 从微观角度而言，热是一种反映分子、原子和电子等的移动、转移和振动的能量。因此，物质的导热本质或机理必然与组成物质的微观粒子的运动有密切的关系。在气体中，导热是作不规则热运动的气体分子间相互作用或碰撞的结果。在介电体中，导热是通过晶格的振动来实现的，晶格振动的能量是量子化的，这

种晶格振动的量子称为声子。这样，介电体的导热可以看成是声子间相互作用和碰撞的结果。在金属中，导热主要是通过自由电子的相互作用和碰撞来实现的，声子的作用相对来说很小。至于液体的导热机理，比起气体和固体来，还不那么清楚。但近年来的研究结果表明，液体的导热机理类似于介电体，即通过晶格的振动来实现。应该指出，在液体和气体中，只有在消除热对流条件下，才能实现纯导热过程。

傅里叶定律和导热微分方程 一般而言，温度场是空间坐标和时间的函数，如果温度场不随时间变化，称为稳态温度场，否则就称为非稳态温度场。非稳态温度场又分为瞬态的和周期性的两类。

对于连续均匀、各向同性介质，导热现象遵守导热的基本定律，即傅里叶定律

$$q = -\lambda \text{grad} T$$

式中 q 是热流量矢量； λ 是导热率；或导热系数； $\text{grad} T$ 是温度梯度。傅里叶定律确定了热流量矢量和温度梯度之间的关系，因此，热流量应根据物体内部温度场 $T = f(x, y, z, t)$ 确定。

像其他数学物理问题一样，首先要找到表示温度场的微分方程。这样的通用微分方程，即导热微分方程，可在傅里叶定律的基础上，借助热力学第一定律来建立，它表示为

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \text{div}(\lambda \text{grad} T) + q_v$$

式中 q_v 是内热源强度； ρ 和 c 分别是物体的密度和比热容。当 λ 、 ρ 和 c 为常数时，导热微分方程可改写为

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \nabla^2 T + \frac{q_v}{\rho c}$$

式中 $a = k / \rho c$ 称为热扩散率。对于稳态温度场，式中 $\frac{\partial T}{\partial t}$ 等于零。

导热微分方程是导热过程的通用表达式，它没有涉及到某一特定导热过程的具体特点。欲从众多不同导热过程中区分出某一特定的导热过程，还需要对它进行具体说明，这些补充说明条件总称单值性条件。单值性条件有四个方面：①说明参与导热过程物体几何形状和相应尺的几何条件；②说明参与导热过程物体的有关物性参数和内热源分布情况的物理条件；③说明导热过程开始时刻物体内部温度分布的初始条件；④说明导热物体边界上温度或换热情况的边界条件。对于一个具体给定的导热过程，其完整的数学描述应包括导热微分方程式和它的单值性条件两部分。

导热问题求解方法 求解各类导热问题有着不同的方法，一般可分为解析法、近似解析法、数值方法、图解法和各种热模拟及实验方法。解析法中有分



离变量法、拉普拉斯变换法、格林函数法和积分变换法等。近似分析解法中有积分方程法和建立在变分原理基础上的瑞利-里茨法和伽辽金法等。随着数字式电子计算机的日益广泛应用,数值方法成为求解各类导热问题的重要方法之一,它包括有限差分法、有限元法和边界元法等。图解法是早期应用有限差分原理的一种方法,目前已很少采用。

随着数字式电子计算机的发展和应用,导热反问题的求解已可以实现,并正在发展中。导热反问题就是在已知温度场的前提下,利用导热微分方程式和单值性条件,反求热物性参数、边界条件、几何形状或内热源分布等。

参考书目

Carslaw H S and Jaeger J C. Conduction of Heat in Solids. London: Clarendon Press, 1959

[美]奥齐西克,俞昌铭译,热传导,北京:高等教育出版社,1984(Ozisk M N. Heat Conduction. John Wiley & Sons Inc., 1980)

re rian rianchan dianchang

热电联产电厂 (cogeneration plant; CHP plant) 火电厂联合生产电能和热能的生产方式;供热的热能来自于生产电能的动力装置的排热或余热,使不同品位的能量得到更充分利用;简称热电厂。根据设置目的,有区域性公用热电厂和企业自备热电厂两类。在设计合理条件下,比由凝汽式电厂供电和地区锅炉房供热可获得比较好的经济效益、环境效益和社会效益。热电联产电厂的发展要受热负荷密度和热网高造价的制约。

装备 热电联产电厂所用的动力装置可以是汽轮机、燃气轮机或内燃机,燃气蒸汽联合循环装置也可实现热电联产。

用于热电联产的汽轮机可分为背压式、抽汽背压式、抽汽凝汽式(见热电联产汽轮机)。汽轮机机型和容量的选用,与电、热负荷和运行方式有关(见供热系统)。

在使用燃气轮机的热电厂中,向外界供热是借助于冷却燃气轮机装置压气机压缩的空气时所撤出的热量和排出燃气透平气体的热量来实现的。内燃机排气和冷却用水的热量也可用于供热。

影响热电厂经济效益的关键是供热能力的利用程度。要防止热电厂长期在低供热量下运行,在确定热电联产项目时应根据全年热负荷曲线正确选择热化系数

中国在1998年发布的《关于发展热电联产的若干规定》中规定,热电联产应符合下列指标:

1. 总热效率年平均大于45%,总热效率 $[\text{供热量} + \text{发电量} \times 3600 \text{ kJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})] \div (\text{燃料总消耗量} \times \text{燃料单位低位热值}) \times 100\%$ 。

2. 热电联产的热电比。

(1) 单机容量50 MW以下的热电机组,其热电比年平均应大于100%。

(2) 单机容量50 MW至200 MW以下的热电机组,其热电比年平均应大于50%。

(3) 单机容量200 MW及以上抽汽凝汽两用供热机组,在采暖期其热电比应大于50%。

热电比 $= \text{供热量} / (\text{发电量} \times 3600 \text{ kJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})) \times 100\%$

优点 对区域性热电厂,最突出的优点是节约燃料和改善环境条件。节约燃料主要表现在电厂以抽汽、排汽供热,提高了电厂热能利用程度,还体现在电厂以高效大锅炉集中供热代替分散低效小锅炉供热,因而能节约大量燃料。改善环境条件主要体现在减少了分散小锅炉及其煤场、灰场占用的土地,而大型锅炉可采用高效除尘器,这样既减轻了对人口稠密区的烟尘污染,也可减轻运煤除灰对城区交通运输的压力,为实现现代化城市提供了条件。

对企业自备热电厂,除上述优点外,还有热网投资低,可利用工厂燃料设施(煤场、油库等)和工厂排放的废热及余热等优越性,因此投资低,见效快,世界各国均给予极大重视,并获得了很大发展。

发展状况 为了进一步提高能源利用率,改善环境质量,近年来热电联产技术得到很大发展。

热、电、冷三联产技术 是在热电联产集中供热的基础上发展起来的。采用双效溴化锂吸收式制冷机来制冷,它以低压蒸汽为热源,水为制冷剂,溴化锂溶液为吸收剂,制取0℃以上的冷水,作为空调冷源的冷却水。可使用已有热源的蒸汽和原有的热力管网,因而具有投资省,提高热源夏季低谷热负荷,减少空调制冷用电,不用氟里昂、有利于环境保护等多项优点。

全能量系统 是一种独立的电、热、冷共生的能源系统。它由中小型动力机械、余热锅炉或热交换器、制冷机和计算机控制装置等组成,采用油或气作为燃料,用在现代城市的大楼、医院等处,具有能源利用率高,经济效益好,可与城市电网并联运行以提高供电可靠性和供电质量等优点。1995年上海市黄浦区中心医院大楼,全楼的电能、蒸汽、热水和空调动力都由置于地下层的全能量系统提供,在我国开创了楼宇能源建设的首例。

大型集中供热时,需要建设庞大的热力管网,投资大,时间长。此外,由于不同用户对热能利用要求不一,集中供热有可能造成热能的浪费和使用上的不合理。

近年来,国际上已开发了多种高效率的小型燃气轮机、内燃机和燃料电池。太阳能电池发电系统也趋于实用。因此,在有天然气或煤气管网的地方,发展分散发电设施(distributed generation, DG)具有很大优势。上海的“全能量系统”就是小型分散热电联产设施的一种。日本正在开发“城市能量系统(urban energy system)”,在东京已有若干个商用的综合供电、供热、供冷系统投入运行,总的能量利用效率在74%以上。荷兰在90年代已开发为单户人家所用的微型热电联产机组。小型分散热电联产技术在21世纪将会有很大发展。

中国的热电联产 据统计,1997和1998年中国分别有(6 MW以上)供热机组1229台和1313台,其发电能力分别为21971.0 MW和24938.5 MW,供热量分别为950676.9 TJ和1035990.2 TJ。

rean lianchan gongcheng jingjixing

热电联产工程经济性 (combined heat and power generating project economics) 指衡量热电联产项目经济性的各项指标。由于热电联产同时生产电、热两种不同形式不同质量的产品,因此在评价时不但要有包括电、热两种产品在内的总的热经济指标,还要有电、热两种产品的分项指标。目前常用的有:年节约吨标准煤净投资、燃料利用系数、热化发电率、热电厂发电热效率和标准煤耗率、热电厂供热热效率和标准煤耗率等。

年节约吨标准煤净投资 热电厂和热力网的建设投资扣除建设同等供电量和热电厂供热用电量之和的火电厂投资再扣除供出同等热量锅炉房投资与每年节约标准煤量的比,即为年节约吨标准煤净投资。如年节约吨标准煤净投资低于国家投资建设煤矿和修建运煤铁路的投资,则该工程是经济合理的。年节约吨标准煤净投资按下式计算:

$$T_1 = \frac{T - C_1 \left(\frac{\Delta W}{H} + \epsilon_r \lambda Q_m \right) T_d - C_2 \Delta D T_1}{B_1}$$

式中: T 为热电厂动态总投资(含厂外热网、接入系统、供水水源等)元; C_1 为考虑全国火电机组自用电修正系数,取1.06; ΔW 为新增供电量, kW·h/a; H 为全国6 MW以上火电机组平均年利用小时数; ϵ_r 为热电厂(站)供热厂用电率, kW·h/GJ; Q_m 为热电厂最大供热量, GJ/h; T_d 为新建凝汽式电厂单位造价, 元/kW; C_2 为考虑备用锅炉容量的修正系数,取1.4; ΔD 为热电厂建成后比分散小锅炉供热增加的供热能力, t/h; T_1 为新建小锅炉房单位造价, 元/(t/h); B_1 为年节约标准煤量, t/a。

• 616 •

年节约吨标准煤净投资,表示节约一吨标准煤所花费的基建投资,它是热电联产项目经济性指标之一。

燃料利用系数(总热效率) 热电厂输出能量和输入能量的比例关系,即 $\eta_p = \frac{3600N_e + Q_h}{BQ_L}$, 式中 N_e 为

出的电功率, kW; Q_h 为供热量, kJ/h; B 为燃料消耗量, kg/h; Q_L 为燃料低位发热量, kJ/kg。

η_p 没有考虑电、热两种产品质量上的差别,只能表明燃料有效利用程度在数量上的关系,不能用来比较两个热电厂的热经济性,只用来与凝汽式电厂比较燃料的有效利用程度,是一个纯数量指标。

热化发电率 单位热电联产供热量的电能生产

率, $\omega = \frac{W_e}{Q_{h,1}}$, 式中 W_e 为热电联产汽流的发电量, kW

·h; $Q_{h,1}$ 为热电联产汽流供热量, GJ。这是反映热电联产机组技术完善程度的质量指标,但也只能用于相同初参数相同抽汽参数(或背压)的供热机组间的热经济性比较。

热电厂发电热效率和发电标准煤耗率 $\eta_{p,e}$

$\frac{3600N_e}{Q_{p,e}}$, $b_{p,e} = \frac{3600}{29310\eta_{p,e}}$ kg/(kW·h), 式中 $Q_{p,e}$ 为分配给发电的热耗量, kJ/h。

热电厂供热热效率和供热标准煤耗率 $\eta_{p,h}$

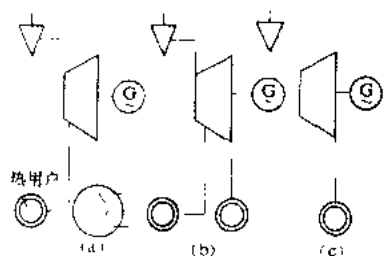
$\frac{Q_h}{Q_{p,h}}$, $b_{p,h} = \frac{10^6}{29310\eta_{p,h}}$ kg/GJ, 式中 $Q_{p,h}$ 为分配给供热的热耗量, kJ/h。

前述表征热电联产经济性指标的后两项的计算中涉及到总热耗量如何分摊给发电热耗量 $Q_{p,e}$ 和供热热耗量 $Q_{p,h}$ 的问题,其实质是由于热电联产所得的好处在电、热两种产品中如何分配,现常用的有热量法、焓降法和焓值法等三种方法。热量法按所用热量的比例分配总热耗量,没有考虑电、热质量上的差异,因此热电联产的好处均分摊给发电了。焓降法则考虑到供热汽流在汽轮机中做功不足对热能质量的影响,即不同参数供热蒸汽质量不等,采用质量高的多分配热耗、质量低的少分配热耗的分摊办法,其结果是热电联产的好处都归了供热。焓值法是以热能的质量(做功能力,即焓值)为基础,按供热抽汽和新汽的做功能力的比例来分摊热耗,对电、热双方的获益都有所照顾,在理论上较合理。目前从计算简便使用方便着眼,热量法应用得较普遍。

rean lianchan qilunji

热电联产汽轮机 (steam turbine for co-generation) 能同时承担供热和发电两项任务的汽轮机。常用于有工业热负荷和(或)采暖热负荷的

大型热电厂或大型工矿企业的自备电站中。热电联产汽轮机的工作方式是将汽轮机中已做过功的部分或全部蒸汽供给热用户，从而减少这部分蒸汽在热力循环中排入凝汽器所引起的冷源损失，提高热能利用率和循环热效率。提供的热量与发电量之比称为热电比，热电比的大小将会影响汽轮机的设计和装置的循环热效率。常用的热电联产汽轮机有背压式、抽汽凝汽式和抽汽背压式等几种型式（见图）。



各种型式热电联产汽轮机示意图

(a) 抽汽凝汽式；(b) 抽汽背压式；(c) 背压式

背压式汽轮机 将高于大气压的排汽用于供热的一种汽轮机。它无凝汽流量，也就无冷源损失，因而可获得很高的经济性。其热能利用率可达 80% 左右。背压式汽轮机的排汽参数和供热量是根据热用户的需要确定的，因而进汽量只随热负荷变化。因此，背压式汽轮机发出的电功率决定于热负荷的大小，不能满足热、电负荷的各自需要。背压式汽轮机适用于热负荷稳定的场合。

抽汽凝汽式汽轮机 从汽轮机中间某级后抽出部分具有一定压力和温度的蒸汽供给热用户，其余蒸汽在以后的级中继续膨胀做功，最终排入凝汽器。一般可分为可调节的单抽汽和双抽汽两种，其调节抽汽机构主要由调节阀或旋转隔板来实现（见抽汽调节）。由于一部分蒸汽用作供热，因而汽轮机发出的功率和进入凝汽器的流量是随着抽汽量的大小而变的，所以热电比也随汽轮机的工况变化而变化。当调节抽汽量很大时，排入凝汽器的流量很小，这时汽轮机的工作就接近于背压式汽轮机。相反，当调节抽汽量为零时，汽轮机的工作就与纯凝汽式汽轮机一样。中国最大的抽汽凝汽式汽轮机的最大功率已可达 300 MW 等级。

抽汽凝汽式汽轮机的热、电负荷关系的设计，一般有热、电负荷互不影响和最大输出功率随热负荷变化两种方法。

热、电负荷互不影响 机组在额定电功率和热功率范围内，要求热、电负荷各自变化时互不影响，即热负荷为零时机组仍能发出额定电功率，当热负荷最大时汽轮机发出比额定值大的电功率，这种设计的实质是汽轮机的高、中压部分通流能力比容量相同的抽汽

凝汽式汽轮机大，特点是热、电负荷适应性好，但在无热负荷或热负荷很小时，机组在部分负荷下运行，机组的经济性下降。这种机组的造价较高，适用于热负荷变化频繁的场所。

最大输出功率随热负荷变化 机组按选定的额定电功率与常规的凝汽式汽轮机一样设计，在无热负荷时，机组发出的电功率最大；在有热负荷时，在小范围内热、电负荷可分别调整，随着热负荷增大，机组输出电功率下降，当热负荷达到最大时，机组输出电功率最小。这种设计的特点是：无热负荷时，机组的效率与同容量凝汽式机组相同，经济性较好，造价较低，但在有热负荷时，电功率达不到额定值。这种设计适用于城市采暖供热等场合。

抽汽背压式汽轮机 背压式汽轮机中间某级后抽出具有一定压力的蒸汽连同具有较低压力的排汽，同时向两种不同要求的热用户供热的汽轮机。在抽汽背压式汽轮机中，当抽汽量为零时，即是背压式汽轮机。在调节抽汽运行时，它的供热量较背压式汽轮机多，而发电量则减少。热电比增大，它的循环热效率则介于背压式汽轮机与抽汽凝汽式汽轮机之间。抽汽背压式汽轮机适用于热负荷比较稳定的场合。

re dian lian chan xun huan

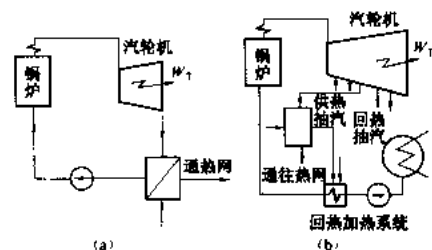
热电联产循环 (cogeneration cycle) 同时供电和供热的热力循环。热能动力装置即使采用了各种提高效率的措施，其热效率依然不高，一般小于 40%，大部分的热量被排放到外界环境。热电联产循环的目的是在发电的同时，把这部分排放的热量用来供热，从而大大提高能源利用效率。当然，使用热电联产循环也是有条件的，需要在机组附近有与机组容量相应的、比较集中且稳定的热用户。

热电联产循环既可以以气体循环为基础实现，也可以以蒸汽动力循环为基础实现。前者是将做功后工质所具有的较多余热，以向外供热的方式加以利用。后者，如为配置凝汽器的兰金循环，乏汽的温度很低，其热量使用价值较低。提高汽轮机的膨胀终压，则有可能把乏汽的热量全部利用起来，这就是具有背压式机组的热电联产循环，如图 (a) 所示。另一方案是仍然使用凝汽器，供热的蒸汽从汽轮机的一个或两个抽汽口抽出，即成为具有单级或两级抽汽机组的热电联产循环，如图 (b) 所示。此外，还有抽汽背压机组，即同时利用抽汽和乏汽的热电联产循环。

热电联产循环使燃料发出的热量或以电能方式利用，或以供热能方式利用，理论上总的利用率可达 100%，实际上也达 70% 左右。但总的利用率并不能完全说明问题。由于电能的利用价值大大高于热能的利



用价值, 庞大而复杂的机组主要作用还是为了获取电能, 所以最好是在给定的供热量下尽量提高发电量, 使在热电联产中发电量占有更高的份额。



热电联产循环

(a) 背压机组; (b) 抽汽供热机组

热工量检测

(thermal parameter measurement) 热工过程有关参数的测量。通常的做法是, 利用物理学的原理, 借助适当的检测仪表把被测的热工量与用实验方法确定的测量单位进行比较, 以求得被测热工量的单位数。

热工量 影响热工生产过程进行的各种参数, 通常指的是温度、压力(差压)、物位(液位及料位)、流体流量以及化学成分(包括烟气成分)等五个量。作为火力发电厂热工过程的参数, 还应包括汽轮机必须检测的机械量以及送入电厂及锅炉车间的煤量等参数。

汽轮机、锅炉的容量较小, 需要检测的热工量也较少, 通常只安装那些保证安全运行所必需的检测仪表。随着机炉容量的增大, 为了保证机、炉的安全、经济运行, 提供经济分析、核算成本必需的数据, 以及起停过程需要监视的参数, 就必须安装大量的检测仪表。随着超声波、激光、微波以及光纤等新技术的采用, 使许多过去难以监视的参数, 现在已能进行测量。以计算机为核心的监测系统的应用, 使所有参数都可在图像显示器的屏幕上显示, 在打印机上记录, 另外还具有越限报警等功能, 使电力生产中的热工量检测在更高的水平上进行。

在火力发电厂中, 热工量按其用途及重要性的不同, 可分为主要参数、次要参数及起停参数。

主要参数 为了安全、经济运行所必须检测的热工量, 例如: 过热蒸汽的温度、压力及流量, 给水的压力、流量和含氧量, 锅筒(汽包)水位, 过热器管壁温度, 炉膛负压, 烟气含氧量, 汽轮机转

速、排汽真空度, 凝汽器水位, 调速器油压, 润滑油压, 轴承温度, 推力瓦温度, 轴向位移, 汽缸及转子的膨胀差, 以及轴和轴承振动等。

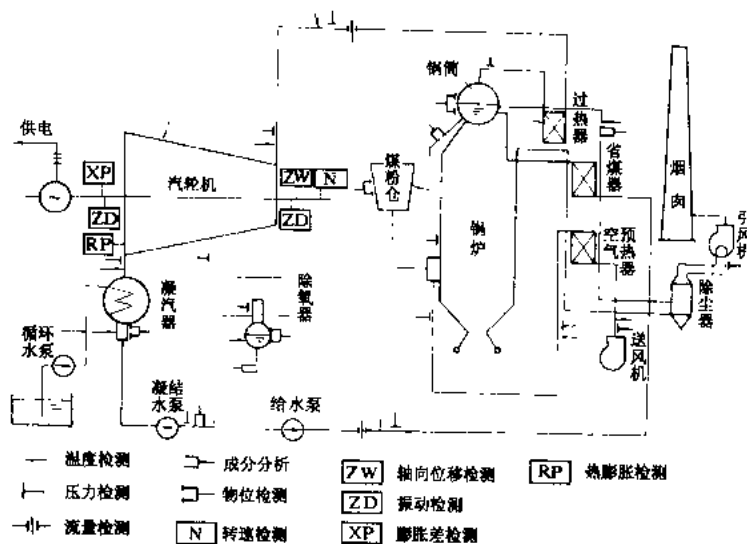
次要参数 也是为了安全、经济运行而需要检测的热工量, 但其重要性比上者略低。例如: 送风机出口风温、风压, 引风机入口风压, 烟道各段烟气温度, 煤粉仓料位, 汽轮机各抽汽点蒸汽压力, 排汽温度, 凝结水温度, 磨煤机出口风温, 输煤量, 除氧器水箱水温、水位等。

起停参数 机组起、停时需要监视的热工量, 如锅炉的饱和蒸汽压力, 锅筒壁温, 汽轮机的汽缸金属温度, 汽缸热膨胀, 转子挠度, 升速率等。

检测仪表 感受被测量对象的热工量, 并经过转换再向观察者显示出被测量的数值的装置或器件。直读式仪表, 结构简单, 无变换器等, 但精确度较低。电厂重要检测仪表一般由传感器、变换器和显示器三部分构成。传感器将感受到的热工量信息转换为便于测量的信号, 变换器将此信号转换为统一规格的信号, 一般为电流或电压, 便于传输和处理。显示器则是接受变换器传来的信号将之还原为被测量显示出来, 便于运行人员监视。传感器可与变换器合为一体, 称变送器。检测仪表必须具有应有的精确度、灵敏度以及较短的响应时间。

按变换器的工作原理和仪表的显示方式, 检测仪表可分为以模拟量显示的模拟式仪表和以数字量显示的数字式仪表两种。70年代以来, 由于数字技术的发展, 特别是计算机技术的发展, 数字式仪表迅速发展, 而可同时显示众多参数的图像显示器则是集中检测式数字仪表的发展方向。

图中给出火力发电厂一台机组大致需要检测的热



火力发电厂热工量检测示意图



工量的分布概况。目前一台 300MW 机组的热工量测点大约为 600~900 个,由此可见热工量检测任务之大。

参考书目

何爱生, 热工参数测量与仪表, 北京: 水利电力出版社, 1990

rengongbiao kongzhi xitong anzhuanq

热工仪表控制系统安装 (installation of instrument and control system)

热力设备及其系统有关的热工仪表及控制装置的校验、安装、调试和投入运行工作的总称。其范围包括: 仪表检验, 控制屏、操作台、计算机装置等设备安装, 取源部件及其一次仪表、二次仪表和执行器的安装, 管路连接和电缆敷设等。

仪表检验 热工测量仪表和变送器在安装前用加模拟信号的方法检验其精确度等级是否符合出厂标准, 量程范围是否符合运行要求。

控制屏安装 热工控制屏、操作台、控制装置柜、计算机柜及其外围设备在安装前应派人到制造厂会同进行出厂试验和验收。屏、台在现场安装就位后即可进行屏面仪表及显示装置的安装和接线。计算机柜接地线应单独与接地网连接。在电缆施工结束后将底部孔洞严密封闭, 以达到防火、防尘的要求。

取源部件安装 温度、压力、流量和液位的取源部件可分为检测元件和固定装置的接口和插座两个部分, 它安装在热力设备或管道上, 直接与被测介质相接触。因设计单位一般不提供就地仪表和控制设备的详细施工图纸, 故除热力设备本体已带有接口和插座外, 都在现场根据测量技术要求和测点系统图及本体设备、阀门等的相对位置确定安装地点。安装时要注意测温元件插座应有足够的插入深度; 液位测量平衡容器的安装高度应满足液位测量范围的要求; 分析仪表, 如烟气的分析、汽水化学分析、环保分析仪表的安装位置必须做到取样有代表性, 才能保证仪表指示的正确性。流量测量节流装置安装位置的前后管段的圆度及直管段长度等应满足规定的要求, 以保证流量测量的精确度。安装时要找正节流件, 使之与管道轴线垂直、同心。如使用密封垫片, 不得突入管道内壁。取源部件的安装, 要求在主设备水压试验及系统冲洗前完成其固定装置的开孔、焊接及一次阀门的安装工作。

就地仪表安装 ①一次仪表、变送器及开关量仪表一般在取源部件的附近就地安装, 为防潮防冻可采用保温箱相对集中进行安装。②汽轮机测速、转子轴向位移、转子汽缸膨胀差等传感器的安装一般在主设备安装工作基本结束后进行; 属于隐蔽工程的装置需在

扣盖前整套调试并在定零位后锁紧销子, 锁住螺帽以防振动脱落。③执行器在机组设备的风门、挡板和控制阀门等就位后进行安装, 执行器在安装固定后, 其转臂用连杆与控制机构的转臂连接, 要求在它全程动作时控制机构能从全开到全关的位置, 并应在同一平面内动作, 否则应加装换向接头, 并要求在 50% 开度时, 转臂与连杆基本垂直。④带执行器的控制阀门及基地式调节器由于测量、控制装置与执行器组成一体, 在就地安装时应同时满足上述各方面的技术要求。

管路安装 指一次仪表、变送器、基地式调节器等与取源部件之间的传信管路和连接管路的安装。对传信管路安装要求保持大于 1:100 的坡度, 并应尽量以最短路径进行敷设, 以减少仪表的时滞, 提高灵敏度。否则应增大管子内径。对于蒸汽测量管路, 为了使导管内有足够的凝结水, 其管路不应太短。对具有腐蚀性或黏度大的介质测量管路, 需加装隔离容器。管路安装应设吸收热膨胀的弯头和固定支架。管路安装后作严密性试验。真空、空气、烟道、润滑油测量管道用压缩空气按规定压力试验; 高压测量管道用水按规定压力试验。在投入运行前低压测量管道必须用压缩空气进行吹扫, 高压测量管道必须用测量介质进行冲洗, 以确保管内畅通和清洁。传信管路应考虑防冻, 其伴热保温采用的加热电缆应紧贴管路并在配制管路时一起敷设; 对测量油介质的传信管路则采用汽加热管的方式。以上设施在外层都应填充保温材料并安装金属外罩。

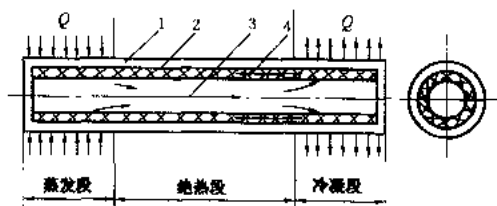
电缆敷设 一般将动力电缆、控制电缆和信号电缆分层敷设, 以减少对测量信号的电磁干扰。由控制室到厂房的电缆集中敷设在带有盖板的槽形支架上; 分支到各热力设备的电缆和热电偶补偿导线穿管敷设在保护管内; 对计算机及控制装置内部信号或通信的电缆(或光缆)采用由制造厂供应的在两端配有插口的预制电缆, 敷设和连接上很方便。

安装后的试验 安装后的仪表应进行试验, 指示应正常, 必要时用模拟信号检查整个系统, 进行现场读数校验。就地仪表在传信管路冲洗后关闭一次阀门, 对高温介质需待管内介质冷凝后才能投入仪表。校验气动仪表的气源应干燥和净化, 送气后调整压缩空气的工作压力符合要求。对执行器作整套远方操作试验, 开关操作方向、位置指示应与控制机构开度一致, 控制屏各工艺信号的动作值按要求进行整定, 并作模拟试验, 灯光、音响、显示应正确可靠。

requan

热管 (heat pipe) 由管壳、毛细多孔材料和工作液体组成的高效传热元件。将管内空气排出, 注入

液体以填满毛细材料中的微孔,密封后即成热管。管的一端为蒸发段,另一端为冷凝段(见图)。根据应用的需要,中间可布置一绝热段。蒸发段受热使毛细材料中的液体蒸发,蒸汽流向冷凝段在那里受到冷却凝结成液体,液体在毛细力的驱动下沿多孔材料流回蒸发段,如此循环不已,热量由热管的蒸发端传至冷凝端。这种利用毛细现象使管内介质循环的热管主要用于航天飞行器的温度控制,也可用于地面工业设备。



热管原理图

1—热管壳; 2—热管芯; 3—蒸汽; 4—液体

热管原理最早由美国人 R. S. 高格勒 (Richard Stechrist Gaugler) 于 1942 年提出。1964 年美国科学家 G. M. 格罗弗 (George Maurice Grover) 等独立地提出并制造了类似的元件, 取名为“热管”, 并首先用于航天飞行器。70 年代为了将热管技术用于地面工业, 发展了不用毛细多孔材料而利用重力使液体从冷凝端流回蒸发端, 从而简化了结构, 降低了成本。将上图所示的热管中的毛细多孔材料除去, 将蒸发段置于冷凝段的下方即成重力热管或称闭式两相热虹吸管。

由于热管是通过工作介质的相变吸热和放热来传递热量, 并可在管中充少量惰性气体, 通过压力变化以调节冷凝段的传热面积, 因此热管具有以下特性: ①高的传热能力; ②高的等温性; ③具有变换热流密度的能力; ④具有恒温特性 (可控热管)。

依工作温度范围的不同, 热管可以分成深冷、低温、中温和高温等几种:

(1) 深冷热管: 工作温度范围为 0~200K, 工作介质可用纯化学元素物质, 如氮、氦、氩、氧等, 或化合物, 如乙烷、氟利昂等。

(2) 低温热管: 工作温度范围为 200~550K, 工作介质可用氟利昂、氨、酒精、丙酮、水及有机物。

(3) 中温热管: 工作温度范围为 550~750K, 工作介质有导热姆、汞、水银等。

(4) 高温热管: 工作温度

在 750K 以上, 工作介质为钾、钠、锂、铅、银等液态金属。

热管除用于航天技术外, 可用于工业余热回收的热管换热器, 太阳能集热器、电子器件的冷却, 等温设备中的等温插件以及测试和标定设备温度等方面。在电力工业中已应用于锅炉空气预热器。

reguan kongqi yureqi

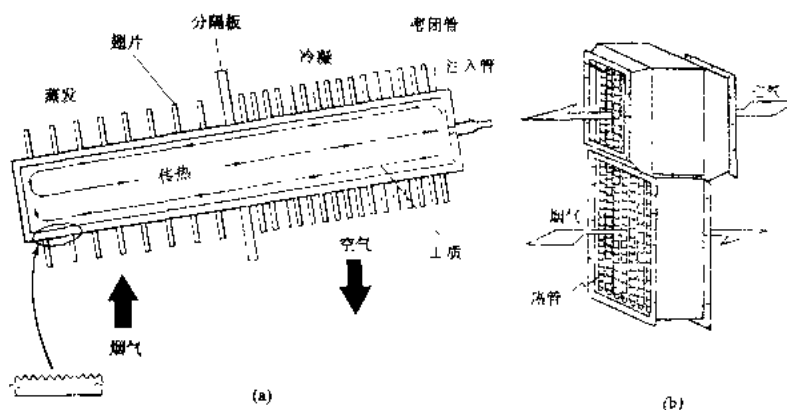
热管空气预热器 (heat-pipe air heater)

以热管元件制成的空气预热器。它利用锅炉的烟气热量加热燃烧所需空气, 工作原理如图所示。主要部件为热管管束、外壳和隔板。热管的蒸发段和凝结段被隔板隔开。隔板对热管管束起部分支撑作用, 其主要功能是密封流道, 防止烟气、空气两种流体相互渗透, 因而漏风系数极小。

热管空气预热器与一般管式预热器相比, 可在热管的烟气、空气两侧加装肋片, 传热过程得以强化; 其次, 将传统的烟气—空气的交叉流动改为纯逆流流动, 提高了换热的对数平均温差; 另外, 将烟气侧的管内纵向冲刷改为横向外掠绕流, 可使该侧的平均换热系数提高约 30%。

电站锅炉上主要采用钢—水重力式热管。烟气横向冲刷热管元件蒸发段, 管内工作液获得热量而蒸发, 蒸汽在压差作用下流向热管上端。在此, 管外受到冷空气逆流横向冲刷, 工作液放出潜热而凝结。凝结液靠重力作用从冷凝段 (空气侧) 回流至热管下端蒸发段 (烟气侧), 再吸热蒸发、凝结, 如此循环将烟气热量传给空气。可以通过调整热管元件加热段和放热段外表扩展受热面的大小等手段来调节管壁温度, 使之高于烟气露点或避开最大腐蚀区, 因而有效地减轻了低温段空气预热器的低温腐蚀、漏风及堵灰等问题, 提高了锅炉运行的经济性和安全性。

钢—水重力式热管运行中存在钢—水的化学不相



热管空气预热器原理

(a) 热管原理; (b) 热管空气预热器



容性。所谓钢—水化学不相容性就是当水在以碳钢为热管元件的壳体内进行蒸发和凝结时,由于两者的化学不相容性将发生化学和电化学反应,产生不凝结气体(如 H_2),引起热管元件的传热恶化并使其失效。解决碳钢—水材料组合的化学不相容性是热管空气预热器应用的关键问题,它直接关系到热管空气预热器的使用寿命。另外,从外部工作条件考虑,由于热管的加热段处于烟气中,并受到横向冲刷,因之仍须关注磨损、积灰和腐蚀问题。

参考书目

周强泰、黄素逸, 锅炉与热交换器传热强化, 北京: 水利电力出版社, 1991

renuaxue shiyan

热化学试验 (thermo-chemical test)

研究影响锅炉蒸汽质量的诸因素, 寻求获得纯净蒸汽和制定热力设备合理运行工况、锅内水工况的一种试验。蒸汽的质量既与水质(补给水、锅炉给水和锅炉水)有密切的关系, 又与锅炉的型式、燃烧工况、锅内装置及运行参数有关。将热工况和化学工况结合起来进行的试验称为热化学试验。通过试验, 对锅筒锅炉可以确定蒸汽质量与上述诸因素的关系; 对直流锅炉则可查明给水质量和锅炉工况的关系, 在水汽流程中生成沉淀物状况的规律, 从而制定合理的工况和锅炉水质控制标准。

一般在如下情况下应进行锅炉的热化学试验: ①新安装的锅炉投入运行时; ②锅炉补给水处理方式有较大变化时; ③锅内水处理方式改变, 使锅水离子间比值发生较大变化时; ④发现过热器和汽轮机叶片上积盐较多时; ⑤提高锅炉出力或改变锅内装置时; ⑥锅炉工作特性改变(如由带基本负荷改为调峰运行时)和锅炉热工况改变(如燃料的变化)时。此外, 凝汽器长期泄漏、凝汽水处理不正常、补给水水质经常不合格时都会影响水汽质量, 也应进行热化学试验。

锅炉热化学试验一般包括以下内容: 在锅炉额定工况下锅水最高允许含盐量的确定, 通常以钠离子和二氧化硅作为控制指标; 在锅炉额定工况、以锅水最高允许含盐量的70%~80%的条件下, 做出锅筒水位以及水位的变化幅度对蒸汽质量的影响; 在锅水最高允许含盐量的70%~80%的条件下, 锅炉从最低容许负荷升至最高容许负荷过程中稳定负荷以及负荷变化幅度对蒸汽质量的影响。

热工况、化学工况和蒸汽质量的关系 对一台确定的锅炉而言, 蒸汽湿分随锅炉负荷增大而增加, 当达到临界负荷时, 蒸汽湿分就急剧增大, 使蒸汽质量恶化, 故锅炉运行时的最大负荷应低于临界负荷; 锅筒水

位增高后, 蒸汽空间高度相对减小, 汽水自然分离的距离缩短, 增大了蒸汽的湿分; 锅炉运行压力骤然降低, 引起剧烈蒸发, 蒸汽湿分也随之增大。这些运行工况的综合参数为蒸发面负荷, 即蒸发强度, 它指单位时间内, 单位面积蒸发面所产生的蒸汽容积分量 $[m^3/(m^2 \cdot h)]$, 亦即蒸汽穿过蒸发面的流速。当锅炉负荷、压力剧变时, 蒸发强度则随之骤变, 导致锅水强烈沸腾, 增强水滴的携带。随着锅水浓度(含盐量)增加, 虽然蒸汽湿分基本没有变动, 但蒸汽中杂质含量上升, 当锅水达到临界浓度时, 则蒸汽大量带水, 使蒸汽中杂质急剧增加。这表明蒸汽品质不仅和锅炉运行工况、锅内装置等有关, 还和锅水的含盐量、组成、pH值乃至锅炉参数有关。因此, 应该通过热化学试验确定每台锅炉的临界负荷、压力、水位和锅水浓度(高压及以上锅炉包括硅化合物), 以及其他与保证蒸汽质量有关的条件。

热化学试验的方法 锅炉开始进行这种试验时, 是在影响蒸汽质量的诸因素中, 选定并变动一个因素, 固定其余因素, 检测蒸汽质量, 然后再对其它诸因素依次进行试验。对于锅筒锅炉一般先做锅水浓度试验。保持锅炉负荷、压力为额定值, 维持中间水位, 关闭排污, 使锅水浓度缓慢上升(如果锅水浓度上升太慢, 可利用锅内加药系统或给水加药系统向锅内加入与锅水等成分杂质)。当上升到某一浓度发现蒸汽质量超标时, 停止锅水浓缩, 打开连续排污至蒸汽质量刚合格时, 此时的锅水浓度为最高允许含盐量。锅炉负荷试验是在锅水最高允许含盐量的70%~80%、锅筒中间水位的条件下进行改变负荷大小与波动速率的试验。锅筒水位等因素的试验, 与此相仿, 对于直流锅炉的热化学试验, 除获得运行诸因素对蒸汽质量的影响外, 还可弄清盐类在受热面上的沉积部位和沉积物的特性。热化学试验除初始的全面试验外, 还可根据需要进行各种单项试验。

目前, 我国火力发电厂已广泛采用离子交换除盐水作为锅炉补给水, 大容量机组一般设置凝结水净化系统, 锅炉给水水质有了很大提高, 锅水盐类浓度大幅度下降, 蒸汽质量明显改善, 机组蒸汽通流部分积盐现象日趋缓解。但锅炉运行工况和水化学工况并非一成不变, 因此, 作为化学监督重要手段的热化学试验的内容也会随之不断发展。

renueyuan

热绝缘 (thermal insulation)

借助于增加热阻以减少热量传递的技术措施。热工设备中通常是在传热壁面上附加一层低导热率的辅助层来增加热阻, 这一辅助层也就是热绝缘层。热绝缘的措施和材料是根据不同的技术要求和经济性选择的。



习惯上把常温下导热率小于 $0.2 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 的材料称为热绝缘材料,或称保温材料、隔热材料。有些热绝缘材料是直接利用材料的自然状态,例如石棉、软木和锯屑等,但大多数热绝缘材料是经过特殊加工后的产品,例如岩棉、矿渣棉、微孔硅酸钙、膨胀珍珠岩、膨胀蛭石和泡沫塑料等。这些人造的热绝缘材料都是多孔体或纤维性材料。孔隙中充以空气或其他低导热介质,利用其低导热性能,使材料的导热率降至很低,具有良好的隔热性能。在选择热绝缘材料时,要注意材料密度对导热性能的影响,此外还必须注意材料的力学性能、耐高温能力和吸收水分的能力。

对于热力管道,增加其热绝缘层的厚度会提高导热热阻,但是绝缘层厚度增加,使外侧对流换热的表面积增大,因而会减小对流换热热阻,所以加厚绝缘层并不一定能提高总热阻,减少热损失。在给定的热绝缘材料(即给定材料导热率 λ)和对流换热系数 α 的条件下,相应于总热阻为最小值的管道绝缘层外径称为临界绝缘直径,它等于 $2\lambda/\alpha$ 。因此在管道热绝缘设计中,管道热绝缘层的外径必须大于临界绝缘直径。临界绝缘直径一般在 $20 \sim 30 \text{ mm}$ 左右,大多数热力管道的外径已超过此值,在此情况下增加热绝缘层厚度总是有用的。类似地,球壁的临界绝缘直径为 $4\lambda/\alpha$ 。在热绝缘的设计中,热绝缘层外表面温度和热损失的上限值在国家标准中都有一定的要求和限制。

为了储存液氢、液氮等超低温液体,得利用特殊的热绝缘结构。它由多层间隔的高反射率材料组成,整个系统被抽成真空,这样既利用遮热板的原理大大削弱层间的辐射换热,又减少了空气的导热和对流。这种超级热绝缘材料的导热率可以低到 $0.3 \text{ mW}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。

参考书目

[美] 霍尔曼, 马庆芳等译. 传热学(第四版). 北京: 人民教育出版社, 1979 (Holman J. P. Heat Transfer, 4th. ed., New York: McGraw-Hill, 1976)

热负荷

热力负荷 (heat load) 供热系统的热用户或用热设备单位时间内所需的热量, 单位为 GJ/h 。

分类 热负荷一般有生产工艺、供暖、通风空调和供热水等四类。

生产工艺热负荷 为生产工艺过程中用热设备的热负荷, 一般与气象条件关系不大, 为常年需要的热负荷。

供暖热负荷 为供暖期内维持房间在要求温度下的热负荷, 属季节热负荷。

通风空调热负荷 为加热或冷却从通风、空调系统进入建筑物的室外空气的热负荷。

热水供应热负荷 为生活及生产耗用热水的热负荷。

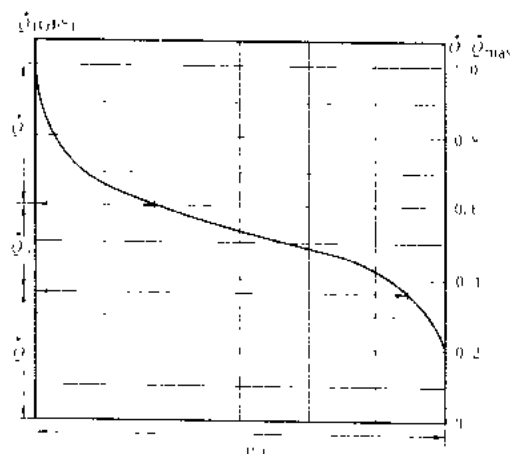
热负荷持续曲线 分成典型日(月)热负荷持续曲线和年热负荷持续曲线。它是根据具体情况, 对收集到的热负荷进行整理和汇总, 算出整个供热区域内的全部热负荷, 绘制成热负荷持续曲线。

在汇总热负荷时, 要考虑同时使用系数和热负荷变化系数等因素。

同时使用系数 (或同时率) 统计生产工艺热负荷时考虑全部用热设备不能同时出现最大热负荷而引入的一个不大于 1 的系数(一般为 $0.7 \sim 1$)。它表示全部用热设备运行时实际最大的热负荷与各用热设备最大热负荷总和之比值。在供热系统中, 不同企业、生产班制、工艺流程和用热性质不同, 在统计热负荷总量时一定要考虑同时使用系数。

热负荷变化系数 (或负荷率) 考虑用热量在一昼夜内不均匀性变化而引入的一个不小于 1 的系数。它等于一日之内最大热负荷与平均热负荷之比。如按年考虑, 则年热负荷变化系数等于全年最大热负荷与平均热负荷之比。

典型的年热负荷持续曲线如附图所示。左边的纵坐标是热负荷的绝对值 (GJ/h), 右边则是热负荷的相对值, 横坐标是时间 (h)。



典型年热负荷持续曲线

应用年热负荷持续曲线可以研究多种问题。比如从图中可以看出一年中的最高热负荷 \dot{Q}_{\max} 和最低热负荷 \dot{Q}_{\min} 。各种供热设备的总容量应不小于 \dot{Q}_{\max} ; 系统中最小设备的最低稳定工作容量应不大于 \dot{Q}_{\min} 。热负荷持续曲线下的面积所代表的能量值就是一年或所论时段时所需的总热量 Q 。在研究、分析与评价供热系统时, 常需计算诸如平均热负荷、热负荷系数、最大热负荷利用小时数和供热设备容量利用小时数等, 此时应依据热负荷持续曲线算得的总供热量 Q 为基础进

行计算。在热负荷持续曲线上可以根据不同供热设备(图示的三台设备 \dot{Q}_1 、 \dot{Q}_2 、 \dot{Q}_3)工作的热负荷范围确定其工作时间(图示的 τ_1 、 τ_2 、 τ_3)。作为基本热负荷的供应设备 \dot{Q}_1 运行时间长且在额定负荷附近工作,宜选用效率高,容量大,能量的生产成本低廉的供热设备(如高效联产机组)承担。相反,尖峰热负荷 \dot{Q}_3 值虽高,但工作时间短,生产的能量并不多,宜选用单位容量投资低,易于启停的供热设备(如备用燃煤尖峰锅炉或油炉)承担,煤耗等运行费用不是最重要的问题。中间热负荷的供热设备 \dot{Q}_2 则介于基本热负荷供热设备和尖峰热负荷供热设备之间,要求具有较好的热负荷适应性性能。

热化系数 表示供热机组所承担的热负荷 \dot{Q}_1 在热网最大热负荷 \dot{Q}_{\max} 中所占的份额,即 $\alpha = \frac{\dot{Q}_1}{\dot{Q}_{\max}}$ 。可

用以确定发电厂供热机组的容量和型式。选用较大的热化系数 α 值,虽然在高峰热负荷时期内供热机组得到了充分利用,有较理想的经济效益,但在大多数非高峰负荷期间,机组处于低负荷运行状态,经济效益很差,如背压式机组在供热最小时只好停机,而抽汽式机组在抽汽量很小时,内效率远低于同容量凝汽式机组。因此 α 值选得偏大是不合理的。热化系数的最佳选择应该是使燃料节约量最大而电厂的基建投资又最小,必须综合各种影响因素,进行全面的经济技术论证。一般讲,对于以供给常年热负荷为主的系统,热化系数值可取高一些, $\alpha = 0.7 \sim 0.8$; 对于以供给季节性热负荷为主的系统,热化系数值应取低一些, $\alpha = 0.5 \sim 0.6$ 。

热负荷的准确性是热电厂安全经济运行的基础。纵观中国热电联产事业的发展,几十年来最根本的一条经验就是建设热电厂时必须详细的调查核实热负荷,投产以后要积极发展热负荷,以保证热机组有较高的热化发电率,提高热电比和总热效率。

热过程

热力过程 (thermodynamic process) 工质热力状态发生变化的过程。热力过程的发生必然伴随着部分或全部热力状态参数的变化。过程中热力状态参数间的函数关系称为过程方程,它是过程特性的表述。研究热力过程就是为了导出过程方程或初、终态的状态参数关系式,以及系统与外界功和能量的交换。这些都是分析计算热力过程和热力循环所必需的。

可逆过程和准静态过程 实际发生的热力过程往往是很复杂的。根据需求和可能,人们常把实际热力过程加以理想化,以便于分析和计算。工质经过一个热力过程之后如果有可能按相反方向经过其原来经过的所有热力状态回复到其原始的状态,使工质和外界所有

参与原过程的物体都回复原来的状态,不留任何永久性的后果,则这个过程叫可逆过程。

一切过程的发生都是平衡被破坏的结果,因为只有工质内部以及工质和外界之间有了温度、压力或密度等的不平衡,才能促使工质向新的状态转化,所以实际过程都是不平衡的。不过,在没有外界继续干扰的情况下,工质有自动恢复平衡的特性,而且不少工质,特别是气态工质,恢复平衡的速度相对于过程本身进行的速度来说又是很快的,所以可以设想这样一种过程,工质从一个初始的平衡的热力状态连续经历一系列平衡热力状态而达到最终的另一个平衡的热力状态。这种过程叫做准平衡过程。从理论上讲,准平衡过程要求过程进行得无限缓慢,所以,准平衡过程又叫准静态过程。不平衡过程由于其所经历的状态没有确定的状态参数,不能表示在状态参数坐标图上。引入准平衡过程的概念则使利用状态参数坐标图研究实际设备中进行的过程成为可能。在热力学中,为便于分析问题,将实际设备中进行的过程当作准平衡过程处理,一般是允许的,如这样处理带来的误差较大,则应引入考虑不平衡而进行的修正。

热力过程方程 对于化学组成不变的均匀工质,两个独立的状态参数就能确定其热力状态。因此,任选两个独立的状态参数分别作为纵坐标和横坐标,则任一平衡的热力状态都可以以坐标平面上的一个点来表示,而准平衡过程则可用一条连续的曲线来表示,此曲线叫热力过程线。热力过程线常被表示在以压力 p 为纵坐标,比体积 v 为横坐标的 $p-v$ 图上,或温-熵 ($T-s$) 图、焓-熵 ($h-s$) 图上。热力过程线用相应的方程表示时,则为热力过程方程,如: $p = p(v)$, $T = T(s)$ 等。

典型热力过程 典型的热力过程有等压过程、等容过程、等温过程以及等熵过程,它们是热机或其他热力设备中常见热力过程的理想化。压力维持恒定的热力过程叫等压过程。比体积维持恒定的热力过程叫等容过程。温度维持恒定的热力过程叫做等温过程。如果工质在整个过程进行中不与外界交换任何热量,则称为绝热过程。可逆的绝热过程中,工质的比熵必须维持恒定,所以这种绝热过程称为等熵过程。

定比热理想气体等熵过程的过程方程是

$$pv^\gamma = \text{常数}$$

过程的初始状态参数和终了状态参数间的关系为

$$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^\gamma$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^{\gamma-1}$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

式中 p 、 v 、 T 分别表示压力、比体积和温度；角码 1、2 分别表示始态和终态； κ 为绝热指数，系比定压热容 c_p 与比定容热容 c_v 的比值。

各典型热力过程的定义和计算式已列于下表。

典型热力过程				
过程名称	定义	过程方程	参数关系	多方指数
等压过程	过程中压力保持不变	$p = \text{常数} \left(\frac{v}{T} = \text{常数} \right)$	$\frac{v_1}{v_2} = \frac{T_1}{T_2}$	0
等容过程	过程中比体积保持不变	$V = \text{常数} \left(\frac{p}{T} = \text{常数} \right)$	$\frac{p_1}{p_2} = \frac{T_1}{T_2}$	∞
等温过程	过程中温度保持不变	$T = \text{常数} (pv = \text{常数})$	$\frac{p_1}{p_2} = \frac{v_2}{v_1}$	1*
等熵过程	过程中比熵保持不变	$s = \text{常数} (pv^\kappa = \text{常数})$	$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^\kappa$ $\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^{\kappa-1}$ $\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$	κ $\left(\kappa = \frac{c_p}{c_v} \right)$
多方过程	过程中多方指数 n 保持不变	$pv^n = \text{常数}$	$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^n$ $\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^{n-1}$ $\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}}$	n

* 只适用于理想气体。

多方过程 一个热力过程如果其过程方程为

$$pv^n = \text{常数}$$

其中， n 在过程进行中保持为某一常数，则该热力过程叫多方过程（又称多变过程）， n 叫做多方指数（又称多变指数）。

多方过程是典型热力过程的综合与推广，不同的 n 值对应着不同的热力过程，比如：等压过程 $n=0$ ；等容过程 $n=\infty$ ；等温过程 $n=1$ ；等熵过程 $n=\kappa$ 。 n 可能在 $\pm\infty$ 之间取任意确定的数值，所以它代表着整个一大类的热力过程。

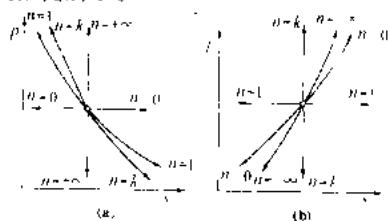
多方过程终态参数和始态参数之间的关系为

$$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^n$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2} \right)^{n-1}$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}}$$

根据多方指数数值的不同，理想气体多方过程的过程曲线如图所示。



理想气体多方过程曲线

reli shebei jinshu fushu langhu

热力设备金属腐蚀防护 (metal corrosion prevention of thermal power equipment)

采用介质处理、材料选择、施加保护层和其他物理化学方法，防止热力设备金属腐蚀损坏的技术。

火力发电厂热力设备的金属材料主要有碳钢、合金钢和有色金属，在与水、汽或气体等介质接触时，其中含有的腐蚀性杂质会引起金属的腐蚀。金属的温度、应力及介质的流动条件超出规定范围，以及金属表面附着能引起腐蚀的沉积物时，也会引起金属的腐蚀损坏。在水、汽系统中通常采用的防护技术有：合理设计和选用材质、介质处理、施加保护层、电化学保护和清除金属表面沉积物等。烟气系统的防护问题见高温烟气腐蚀和低温烟气腐蚀，燃气轮机的防护问题见燃气透平叶片腐蚀。

合理设计和选用材质 设计上要避免电位差大的不同金属连接；防止结构部件产生过大的静应力和交变应力；防止形成局部流速和温度过高的部位以及形成闭塞的缝隙等。要选用耐蚀的材料，并要从使用寿命和投资等方面综合地合理选材。

介质处理 包括防止腐蚀性物质进入和添加各种腐蚀缓蚀剂两个方面。前者有锅炉补给水除盐和去除有机物、凝结水净化、给水除氧等。后者有调节水质 pH 值，在特定条件下，在超纯水中加氧处理，控制水中合适的 PO_4^{3-} 含量和 OH^- 含量，添加缓蚀剂和阻垢剂等。防止大气腐蚀可采用除去空气中的湿分和添加缓蚀剂的方法。

施加保护层 首先是在金属表面形成稳定的氧化保护膜，如设备投运前或初期，进行化学清洗和钝化；其次是在金属表面施加保护层，如凝汽器铜管表面采用硫酸亚铁处理形成异相保护膜，一些箱罐、管板和管道内表面涂漆、衬胶和喷涂塑料等，都可起到隔绝腐蚀性介质的作用。

电化学保护 在凝汽器水室安装牺牲阳极或用恒电位装置外加保护电流，防止水室、管板和管端等金属的腐蚀。对接触海水或咸水的管道和设备，也可采用电化学保护法。

清除金属表面沉积物 沉积物会使金属表面的不同部位产生电位差而引起腐蚀，沉积物还可使水中腐

蚀性盐类浓缩,引起金属腐蚀。此外,沉积物还会改变水的流速和流向,发生冲击腐蚀。根本的措施是做好介质处理,防止沉积物的形成。对已附着的沉积物,可用化学清洗或机械方法清除。

re shebei lingyong baohu

热力设备停用保护 (lay-off conservation of thermal power equipment)

防止热力设备在停用期中内表面金属腐蚀的技术。在热力设备停用期中,其金属表面若不加保护,在大气作用下,会遭受腐蚀,因此停用保护主要是防止大气腐蚀。通常采用阻止空气进入热力设备内部,降低热力设备内部的湿度及添加缓蚀剂等三类保护方法。

阻止空气进入法 热力设备停用时,设备内部的压力和温度逐渐下降,蒸汽凝结,空气从设备的不严密处渗入内部,使氧溶解在水或水膜中,引起金属的腐蚀。阻止空气进入的方法有保持蒸汽压力法,保持给水压力法及充氮法等。保持蒸汽压力法是保持锅炉蒸汽压力大于0.5 MPa。保持给水压力法是锅内充满除氧合格的给水,并保持锅内给水压力0.5~1.0 MPa。充氮法是锅内充满氮气,氮气为惰性气体,不和钢铁反应,还可阻止空气进入锅内。在锅炉停运后,压力降至0.5 MPa时,向锅内充入氮气,然后保持锅内氮压大于0.3 MPa。所用氮气的纯度一般应大于99.5%。充氮时,可将锅内的水放掉,也可以不放水。不放水的锅炉,在充氮前要向水中加入一定量的联氨和氨,保持锅水联氨含量不小于200 mg/L, pH为10~10.5。放水的锅炉,应在保持0.3~0.5 MPa氮压条件下,微开锅炉放水门或排污门,利用氮压排尽锅水,然后保持锅内氮压大于0.3 MPa。

降低湿度法 金属在大气中发生腐蚀,与设备内部大气的相对湿度有着密切关系。一般金属遭受大气腐蚀的临界湿度为50%左右。因此,应使设备内部大气的相对湿度小于50%。降低热力设备内部湿度的方法有热炉放水余热烘干法、负压余热烘干法、邻炉热风烘干法、热风干燥法及干燥剂法等。

热炉放水余热烘干法 在锅炉停运后,压力降至规定值时(高压及以下的锅筒锅炉降至0.5~0.8 MPa,中压锅筒锅炉降至0.3~0.5 MPa,直流锅炉在省煤器水温降至180℃),迅速放尽锅内存水,利用炉膛余热烘干受热面。

负压余热烘干法 在锅炉停运,压力降至规定值,迅速放尽锅内存水后,立即对锅内抽真空,至炉顶真空达到0.053 MPa以下时,全开空气门用空气置换锅内残存湿气,然后关空气门再抽真空,再开空气门置换锅内湿气,直至锅内相对湿度小于50%为止。可用水喷

射或汽喷射抽气器抽真空。

邻炉热风烘干法 锅炉在热炉放水后,炉膛温度降至105℃时,向炉膛内送入220~300℃的邻炉热风,继续烘干,直至锅内相对湿度小于50%为止。

热风(干风)干燥法 在汽轮机停机后,放尽与汽轮机本体连通管内的余汽存水。当汽缸壁温度降至80℃以下时,从汽缸顶部的导汽管或低压缸的抽汽管,向汽缸送入温度为50~80℃的干燥热风或经去湿机除湿的干风,热风或干风流经汽缸内各部件表面后,从轴封、真空破坏阀,凝汽器入孔门等处排出,直至排出热风湿度低于50%时为止。若汽轮机停用时间较长,可采用干燥剂法保护。

干燥剂法 锅炉和汽轮机停运后,经热风干燥法干燥后,将用多孔容器盛装的变色硅胶,按2 kg/m³ (m³为保护空间的体积)计算需用数量,放入锅炉或汽轮机内,然后封闭。干燥剂应定期检查更换。

添加缓蚀剂法 添加缓蚀剂或用气相缓蚀剂覆盖金属表面,使金属表面生成保护膜或阻止电化学腐蚀过程的进行。有联氨-氨法和气相缓蚀剂法。

联氨-氨法 锅炉停运后,放尽锅内存水。用除盐水配制含氨量为500~700 mg/L的溶液(用软化水配制氨溶液时,其含氨量应为1000 mg/L),或含联氨量为200 mg/L(用氨水调整pH值至10~10.5)的氨-联氨液。然后用泵将药液经过热器疏水门逆行送入锅内。当送入的药液量约为2倍过热器容积时,再经省煤器放水门同时向锅内进药,直至充满锅炉。采用此方法时,应在锅炉最高处设置带液位计的水封箱,防止空气漏入锅内。

气相缓蚀剂法 在锅炉烘干至锅内空气湿度小于90%时,向锅内充入气化的气相缓蚀剂,待其在锅内含量达到一定值后,封闭锅炉。常用的气相缓蚀剂有碳酸环己胺和碳酸铵等。碳酸环己胺的气化可在专用的气化器中进行。气化器为内装有一层多孔板的罐,用纱布包好的气相缓蚀剂粉末放在多孔板上。将温度高于50℃的热风从罐底部送入,通过多孔板,使多孔板上的气相缓蚀剂气化,气化后的气相缓蚀剂从锅炉顶部的空气管或排汽管充入,使其自上而下逐渐充满锅炉。当排气中的气相缓蚀剂含量达到大于30 g/m³时,迅速封闭锅炉。气相缓蚀剂的用量根据保护空间的体积按80~100 g/m³计算。气化器出口气体中气相缓蚀剂含量应维持在50 g/m³以上。

停用保护方法的选用 根据停用设备的条件和停用时间的长短确定。停用时间一般分为少于3天,少于1周,少于1个月,少于1季度及大于1季度五档。少于3天的宜选用热炉放水余热烘干法,蒸汽压力法和给水压力法。少于1周至1个月的,宜选用负压余热烘

干法、邻炉热风烘干法、热风干燥法、充氮法和气相缓蚀剂法；少于1季度的宜选用负压余热烘干法、干燥剂法、充氮法、气相缓蚀剂法及联氨-氨法；大于1季度的应选用充氮法、干燥剂法和联氨-氨法。

ru li shebei yunxingzhong fushu fanghu

热力设备运行中腐蚀防护 (corrosion prevention of thermal power equipment during operation) 防止热力设备在高温、高压、高热流和高流速等运行条件下产生腐蚀的技术。

从本质上说，钢铁在无杂质的水、汽中是不稳定的，只有在表面形成良好的保护膜，防止水汽和金属的反应，才能稳定。铜在含氧的水中，也是靠保护膜起防腐作用的。保护膜是金属和水汽反应自然形成的。膜的质量取决于形成时金属表面的状态和环境。良好的保护膜一旦形成后，金属在水汽中的腐蚀就受到抑制。若由于水质不佳，金属表面不清洁等原因使形成的保护膜不完整、不致密，或良好的保护膜由于外因受到破坏，水汽和金属的反应就会继续，腐蚀便会发生。因此，

切破坏保护膜的因素，均认为是引起腐蚀的因素。热力设备在运行中的腐蚀防护，就是在运行条件下，消除这些破坏保护膜的因素。

防止热力设备在运行中的腐蚀，一般可采用减少水汽中的腐蚀性物质和合理调节水质，减少金属表面上的沉积物及在金属表面形成保护膜等措施。

减少水汽中的腐蚀性物质和合理调节水质 锅炉给水中的腐蚀性杂质主要有溶解氧、二氧化碳、氯化物、硫酸盐和有机物等。溶解氧和二氧化碳是两种腐蚀性气体杂质。氧会腐蚀给水管、热交换器、回水管路等；二氧化碳会腐蚀凝结水管和疏水管，使大量腐蚀产物进入锅炉。氯离子会增加水的腐蚀性，尤其对奥氏体钢的腐蚀更为严重。锅炉水中氯根和硫酸根所占的比例较大时，会引起中性盐腐蚀。有机物在高温下会分解出有机酸，若无机酸随蒸汽进入汽轮机，会引起酸腐蚀。因此可采用给水除氧，调节给水pH值，合理进行锅内水处理，保持凝汽器的严密性，防止酸性盐漏入给水等方法来防护。

锅炉给水除氧 采用热力除氧器，将给水溶解氧降至允许值，并用化学除氧剂辅助除氧。（见给水除氧）

调节锅炉给水pH值 通常采用加氨提高给水pH值。为减少铁的溶出，在碱性或还原性水运行方式下，给水pH值应提高到8.8~9.3。减少铜溶出的最佳pH值为8.5~8.8。氧化运行方式下，也有其规定的pH值，如中性水处理时为7~8，联合水处理时为8~8.5。

进行合理的锅内水处理 目的是防止锅内形成沉积物和沉积物下由于锅水高度浓缩而破坏保护膜。（见锅内水处理）

防止有机物和酸性盐漏入给水 一是加强锅炉补给水处理，并防止质量不合格的除盐水进入锅炉，引起锅炉和汽轮机的酸腐蚀。另一是通过提高凝汽器的严密性，及时堵漏，防止海水中的氯化镁进入锅内，引起酸性腐蚀和氢脆。

减少金属表面上的沉积物 锅炉受热面上积有多孔沉积物，会使锅水中的盐类在沉积物下浓缩至很高浓度，引起金属腐蚀；凝汽器铜管壁上的沉积物也会引起铜管的局部腐蚀，并会改变水流和水速，引起冲刷。在热力设备运行中，可采用减少给水中的金属氧化物，防止凝汽器泄漏，进行冷却水防垢处理等方法减少金属表面上的沉积物。

金属表面形成保护膜 锅炉金属内表面可采用热态造膜，凝汽器铜管表面可采用形成良好的初期保护膜和形成硫酸亚铁异相膜，以及减少金属的过大应力及添加缓蚀剂等方法提高耐蚀性。

热态造膜 锅炉酸洗后投运时，在锅水中加入氨和联氨，然后锅炉逐步升温，使钢和水反应，在钢表面形成良好的四氧化三铁保护膜。

凝汽器铜管表面形成初期保护膜 凝汽器投运初期，连续通入清洁的冷却水，并保持流速不低于1m/s。在凝汽器暂时停用时，不得将冷却水静置封闭在凝汽器内。

硫酸亚铁成膜 在冷却水中加入硫酸亚铁，保持出口水 Fe^{2+} 1mg/L。每天加入1h，即能在凝汽器铜管表面形成 $\gamma-FeOOH$ 异相保护膜。

减小金属的过高静应力和交变应力 热力设备按运行规程起停，避免金属部件产生较大温差和温度变化，防止保护膜损坏。

re li xitong

热力系统 (thermal power system; steam/water flow system) 实现热力循环热功转换的装置系统。各有关热力设备，按照生产过程中特定作用和功能，通过管道连接、组合构成的工作整体。

热力系统应根据火力发电厂给定的运行方式进行优化设计，作为选配各种主要辅助机械和设备的容量、参数、台数，以及汽水管道的管径、阀门的型式和数量等的依据，以求取得在给定运行方式下的最佳匹配，达到较好的经济性、运行可靠性和灵活性以及应付事故或异常工况的能力。供热式电厂还须根据热力负荷的性质和特点，选择供热方案和载热介质，确定供热设备和供热系统。

热力系统组成 凝汽式蒸汽动力装置的热力系统由锅炉本体汽水系统、汽轮机热力系统、机炉间连接的管道系统和全厂公用汽水系统四部分组成。供热式电厂还需增加热网加热站系统。

锅炉本体汽水系统 包括锅炉本体的汽水循环系统、给水调节控制回路、过热和再热蒸汽调温系统及排污水和疏放水系统等。其系统连接和要求由锅炉制造厂提供。

汽轮机热力系统 主要由汽轮机回热系统、凝汽系统、汽封汽系统、本体疏水系统等相关设备和相应连接管道组成。中间再热机组一般还设置有与汽轮机并联的蒸汽减压减温管路系统，称为汽轮机旁路系统。

机炉间的连接管道系统 包括：主蒸汽、低温再热蒸汽（冷段）、高温再热蒸汽（热段）和主给水等管道系统。每个系统由管道、阀门、以及排汽、疏放水等辅助管道与附件组成。管道直径选择和其布置必须保证设备间压力降值不大于允许值，管道对设备的推力及管道自身应力应在允许范围之内。

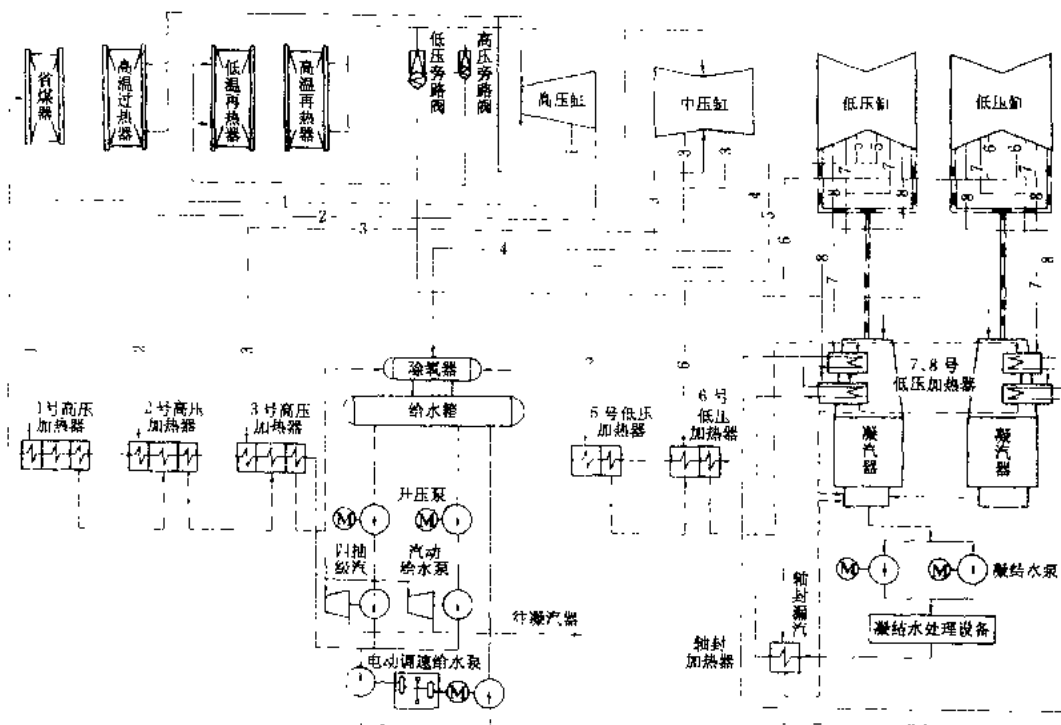
全厂公用汽水系统 主要包括机炉特殊需要的用汽、起动用汽以及燃油加热和采暖用汽等有关设备及系统。新建电厂为解决起动用汽，常设置启动锅炉向公用蒸汽系统供汽。

热网加热站系统 供热式电厂向热力用户提供蒸汽或热水的有关设备及其管道的连接系统（见供热系统）。

热力系统图 根据电厂热力循环的特征，将热力部分主辅设备及其管道附件等按生产流程连接成一个整体的线路图。在设计、施工和运行中，热力系统图都有很大作用，按不同应用目的和编制方法可将热力系统图区别为原则性热力系统图、全厂性热力系统图和分部性热力系统图，它们所表达的内容重点各不相同。

原则性热力系统图 主要反映工作介质完成热力循环所必须流经的主要热力设备间的相互联系和能量转换过程。附图为中国制造的600 MW机组的原则性热力系统图。原则性热力系统图主要用来计算生产流程各主要部位的介质流量和参数，并进行热力经济指标的计算，借以选定热力系统各主辅设备并确定系统的热经济性和能量利用的完善程度。制造厂提供的在不同负荷时的热平衡图就是根据原则性热力系统进行计算的。

全厂性热力系统图 根据原则性热力系统所规定的原则和内容及给定的各种运行工况条件，拟定全厂各有关辅助系统工作介质的状况变化和热量利用状况，用以全面表示火电厂主要和辅助热力设备的连接方式及工作流程全貌，反映各种工况（包括事故、检修）下的运行方式。全厂性热力系统图即常用的汽水管道路流程图（flow diagram），可据以编制热力设备汇总表和管道及其附件的汇总表，也是管道系统设计和主厂房布置的依据，对施工也有重要的指导作用。



600MW 机组原则性热力系统图



分部性热力系统图 大型机组的全厂性热力系统相当庞杂,又均采用单元制,故常按照不同的功能和需要,将全厂性热力系统分解为表示局部汽、水系统和设备、管道的分部热力系统图,亦称子系统图。一般分解为汽轮机本体;主蒸汽、再热蒸汽、高低压旁路;抽汽;凝结水;给水;疏水等系统图。在分部热力系统图中,要求详细表示出有关机械设备和管道的连接,标注管道、操作部件和安全保护装置的具体规范,并按运行监控的需要加注该分部系统内的全部检测仪表(压力、温度等),这种分部系统图又称为管道和仪表图(piping and instrumentation diagram, P&ID)。

热力学

热力学 (thermodynamics) 研究各种不同能量之间(特别是热能与其他种能之间)相互转换的规律,以及与物质性质之间的关系的学科,是物理学的一个分支。热力学着重研究物质的平衡状态以及偏离平衡状态不大的物理、化学过程,已扩大到对非平衡态过程的研究。

学科内容 根据研究目的和内容的不同,热力学可分为物理热力学、化学热力学、工程热力学和生物热力学等几个分支。

物理热力学 主要研究热力学的一般理论基础,研究各种物理现象和物理过程中能量转换的规律。

化学热力学 是将热力学的基本定律应用于化学过程和物理化学过程,研究化学反应的热效应、化学反应平衡和溶液特性等。

工程热力学 是热力学中最先发展起来的一个分支,它以热力学第一定律和热力学第二定律为理论基础,研究热能和机械能之间的转换,寻求热能转化为机械能的规律与最有利条件,因此,是了解和研究热机工作情况和工作的基础。工程热力学也研究热能机械能转换过程所用工质的热力学性质。现代工程热力学的研究范围还扩大到热化学现象的领域,诸如燃烧等化学反应过程,这些研究都与物理热力学和化学热力学相关。

生物热力学 是近来发展起来的一个富有生命力的分支,它研究生物体在生命过程中与环境的能量和质量交换过程,试图用热力学函数来描述生物体生长变化的规律。

研究方法 热力学的研究方法概括起来不外乎宏观和微观两种,前者构成经典热力学的内容,后者形成统计热力学的研究内容。

经典热力学 采用的是宏观的研究方法,它视对象为连续体,通过压力、容积、温度等物质的宏观参数及它们之间的关系对宏观现象进行分析研究,从中总结

出一些普遍的、基本的有关热现象的规律,称之为热力学基本定律,再以此为基础进行演绎、推论,得出对实践有指导意义的结论。由于热力学基本定律是建立在无数经验概括基础上的,所以分析推论的结果具有高度的可靠性和普遍性。经典热力学的局限性在于它不能说明热现象的本质及其内在原因,所得结论只能应用于有限自然环境内具有有限宏观尺度的物质现象中,不能任意推广到时空上均为无限的宇宙和物质的微观结构世界。

统计热力学 应用微观的观点来研究热力学规律,它从物质的微观结构出发来解释和推断物质的宏观特性,统计热力学的局限性在于,物质结构模型只是物质实际结构的近似描写,所以导出的结果与实际往往不能完全符合。另外,统计热力学还需用到更繁复的数学工具。

工程热力学 主要研究工程与物系吸热、做功等宏观效果,较多应用经典热力学的宏观方法,但也会引用统计热力学的观点解释一些现象和过程乃至基本定律的本质。

发展简史 相传远古时代的燧人氏钻木取火,用热力学的语言来说,就是由机械能转化为热能,木料因温度升高而着火燃烧。此后,人类在实践中不断地开拓了热能的利用领域,发现并使用了煤、石油和天然气等各种燃料,公元前200年《前汉书·地理志》中,即有这方面的一些记载。12~13世纪出现的走马灯和使用爆竹作为动力的锥型“火箭”,都是中国早期在运用燃烧及燃气的一些客观规律方面卓越成就的典例,可以说是现代燃气轮机和火箭等的始祖。但是人类对热的认识逐步形成一门学科却是近300年来的事。

在18世纪以前,人类对热只有一些极为粗略的认识。1714年华氏(Daniel Fahrenheit)温标确定以后,热学才开始走上实验科学的道路。并由此产生了一种专为解释实验结果的热质说——“热质说”,认为:热是一种特殊的、无重量的、不生不灭的、可以透入一切物体的东西,称为热质;一个物体是热还是冷,就看它所含热质的多少;冷热两个物体相接触时,热质便从热物体流入冷物体。热质说是一种错误的学说,当时它所表现出来的最大缺点是不能解释大家所熟悉的摩擦生热现象。

与热质说相对立的学说是,热为一种运动的表现形式。俄国科学家M. B. 罗蒙诺索夫(Михаил Васильевич Ломоносов)早在1744年和1760年就反对了当时盛行的“热质说”,奠定了物质分子运动论的基础,后来还提出运动守恒概念。但是热质说在当时占统治地位,罗蒙诺索夫的工作并没有受到重视。1798年,英国Count von 伦福德(Count von Rumford, 原名

Benjamin Thompson)观察到钻炮筒时,消耗机械功的结果使钻头和筒身温度都提高;1799年,英国H.戴维(Humphry Davy)用两块冰互相摩擦而使冰完全熔化。显然,这些事实是无法用“热质说”解释的。但是他们的工作在当时也没有在物理学界引起重大影响,因为未能找到热和功之间的数量关系。

1842年,德国J.R.von迈尔(Julius Robert von Mayer)最先提出热与功相当的说法,并提出了能量守恒理论,认定热是能的一种形式,可与机械能相互转化。他还从空气的比定压热容和比定容热容之差计算出“热的功当量”。但是,直接用实验确定热功当量证明能量守恒定律的,应归功于J.P.焦耳(James Prescott Joule),他于1840年发表电热当量。1842年以后,他用各种方法求得热功当量,所得结果完全一致。到1850年,他的实验结果已使科学界彻底抛弃了“热质学”,而公认能量守恒为自然界的规律,从此建立了热力学第一定律。

1766年,俄国Н.И.波尔祖诺夫(Н.И.Ползунов)、1784年英国J.瓦特(James Watt)先后发明了蒸汽机,促进了生产的发展。19世纪前半叶,生产的发展需要进一步改进蒸汽机的工作效率。于是,1824年,法国S.卡诺(Sadi Carnot)首先指出热机的效率是有限的,发表了著名的卡诺定理,指明工作在给定温度范围的热机所能达到的最高热效率。这实际上就是热力学第二定律的内容。

卡诺定理本身是正确的,只是由于受“热质说”的影响,卡诺的证明方法是错误的。1818年,英国Lord开尔文(Lord Kelvin,原名William Thomson)根据卡诺定理制定了热力学温标。1850年德国R.克劳修斯(Rudolf Clausius)、1851年开尔文又分别对卡诺定理进行了分析,为了证明卡诺定理,必须根据一个新的原理,这就是热力学第二定律。热力学第二定律有多种说法,其中较典型的是克劳修斯说法和开尔文说法:

(1)克劳修斯说法(1850):不可能把热量从低温物体传到高温物体而不产生其他影响。

(2)开尔文说法(1851):不可能从单一热源吸取热量,使之完全变成有用功,而不引起其他变化。

1850~1854年,克劳修斯根据卡诺定理提出并发展了熵的概念。热力学第一定律和第二定律的建立,正式奠定了热力学的理论基础,形成了热力学这门学科,在一百多年来的热机实践中发挥了重要的指导作用,促进了热能动力的迅速发展。热力学理论不仅被广泛应用于物理学各个部门,并且也广泛应用于化学中,如用来研究物质相变,化学反应以及溶液特性等方面。1906年德国W.能斯特(Walter Nernst)根据低温下反应的许多实验事实总结出一个热定理,后来人们称

之为热力学第三定律。这个定律说:“绝对零度是不能达到的”。这一定律的建立,使热力学理论更臻完善

参考书目

王竹溪,热力学,北京:高等教育出版社,1955

Zemansky M W and Dittman R H. Heat and Thermodynamics. 6th ed. New York: McGraw-Hill, 1981

ref xue di er ding li

热力学第二定律 (second law of thermodynamics)

热力学的基本定律之一,通常表述为:热量可以自发地从较热的物体传递到较冷的物体,但不可能自发地从较冷的物体传递到较热的物体(克劳修斯表述);也可表述为:两物体互相摩擦的结果使功转换为热,然而不可能将这摩擦热再转换为功,并且不产生其他影响。扩散、混合、渗透、燃烧、电热、磁滞等的实质也都是将有用功转换成热。虽然它们的逆过程仍然符合热力学第一定律,但却不会自发地进行。由此可见,热力学第一定律并没有指明能量转换过程的方向,这正是热力学第二定律所表述的。热力学第一定律是对热力学第一定律的重要补充。

简史 1824年法国工程师S.卡诺(Sadi Carnot)总结了热机工作过程中最本质的东西,发现热机工作必须具备两个热源,从高温热源吸收热量,向低温热源放出热量,只有这样,热机才能连续做出机械功,并且得出可逆热机效率为最高的定理。但是卡诺以当时流行的“热质说”作为论证的基础,他认为一定数量的热量在高温下流入热机,做功后仍以相等数量的热量在低温下流出热机,就象水从高水位流向低水位过程中对水轮机做功那样。1819年英国工程师Lord开尔文(Lord Kelvin,即William Thomson)指出,卡诺论证用的“热质说”与英国物理学家J.P.焦耳(James Prescott Joule)得出的结论是矛盾的。1850年德国数学和物理学家R.克劳修斯(Rudolf Clausius)解决了这个矛盾,他断言,卡诺定理是一个基本公理,不需要用其他定理证明它,于是他提出热力学第二定律的表述,同时,他引进一个新的参数,这个参数起初被称为“转换当量”,后来(1865年)称为熵。1851年开尔文、1897年德国物理学家M.普朗克(Max Planck)各自表述了热力学第二定律,后来被综合成为热力学第二定律的开尔文-普朗克表述:不可能从单一热源吸取热量,并将这热量转换为功,而不产生其他影响。只从一个热源不断吸热做功的机器称为第二类永动机。热力学第二定律也可表述为:第二类永动机是不可能制造成功的。1909年C.喀喇氏(Constantin Caratheodory)不引入热量,取绝热壁为系统的边界,

根据新的公理,用数学论证了热力学第二定律,并由此导出开尔文温标和熵。根据热力学第二定律,可以将能量区分为可用能(见焓)和不可用能两部分。J. W. 吉布斯(Josiah Willard Gibbs)引入物质可用能的概念。

可逆过程与不可逆过程 可逆过程的概念最早是由卡诺提出的。一个热力系统从初态1经过某一过程到达终态2,假如能使过程逆行,其结果不仅热力系统回到初态,而且外界(周围环境)也回到原来状态,则称该热力系统由状态1到状态2的过程为可逆过程。热力系统在可逆过程中所经历的每一步都无限接近热力平衡状态。可逆过程是一个理想化的概念。实际上发生的一切过程,如摩擦、传热、扩散、混合、电热、化学反应等都不符合上述定义,所以都是不可逆过程。摩擦、电热等将功变热的效应称为耗散效应,一切不可逆过程都有耗散效应,导致做功能力的损失。可逆过程在热力学理论上是非常重要的,它既便于分析,又是衡量实际过程完善程度的一种尺度。

卡诺循环和卡诺定理 历史上它们是热力学第二定律的体现,并且对热机和制冷机的研制和改进具有根本的指导意义。

卡诺循环是指由两个等温过程和两个绝热过程相间组成的可逆循环,它包括卡诺热机循环(正循环)和卡诺制冷机循环(逆循环)。

卡诺定理表述为:①在两个恒温热源之间工作的热机,它的效率不能超过可逆热机的效率;②在两个恒温热源之间工作的所有可逆热机,它们的效率都相等。热机的效率 η 是热机输出的净功 $|W|$ 与从高温热源吸入的热量 $|Q_1|$ 之比,即

$$\eta = \frac{|W|}{|Q_1|} = \frac{|Q_1| - |Q_2|}{|Q_1|} = 1 - \frac{|Q_2|}{|Q_1|}$$

式中 $|Q_2|$ 为向低温热源放出的热量。

热力学温标 温度的数值标示称为温标。热力学温标是一种不受测温物质的性质影响的客观温标。根据卡诺定理,卡诺热机的效率只与两个热源的温度有关,而与工质的性质无关。由此得出: $|Q_2|/|Q_1| = f(\theta_2)/f(\theta_1)$, f 为可逆热机的普适函数, θ_1 和 θ_2 分别为两个不同温度热源的待测温标。开尔文采用 $f(\theta) = T$, 于是可以用热力学温标表示两个温度的比值为

$$\frac{|Q_2|}{|Q_1|} = \frac{|T_2|}{|T_1|}$$

式中 T 为热力学温标,又称开尔文温标,单位是[开尔文],单位的符号是K。从上式可以看出,如果卡诺热机系统在等温过程中放热量 $|Q_2|=0$,则该过程中的温度为热力学温标的绝对零度

用热力学温标表示的可逆热机(后称卡诺热机)的效率为

$$\eta_k = 1 - \frac{|Q_2|}{|Q_1|} = 1 - \frac{|T_2|}{|T_1|}$$

熵增加原理 见熵。

能量贬值原理 因为自然界总是自发地发生不可逆过程,孤立系统的熵不断增加,能量在数量上虽然不变,但是其中可以做功的那部分能量却不断转换为不可做功的能量,这个结论首先由开尔文得出,称为能量贬值原理,它与孤立系统熵增加原理是一致的。

参考书目

刘仙洲,热工学,北京:新华书店出版,1950

Zemansky M W and Dittman R H. Heat and Thermodynamics. 6th ed. McGraw-Hill International Book Company, 1981

Hatsopoulos G N and Keenan J H. Principles of General Thermodynamics. Reprinted, New York: John Wiley & Sons Inc., 1981

热力学第零定律

(zeroth law of thermodynamics)

热力学中以热力学系统的热平衡为基础建立温度概念的定律。通常表述为:两个系统每个均与第三个系统处于热平衡,则这两个系统彼此也必处于热平衡。这个定律是基于下述事实,有三个质量均匀并且与外界隔绝的热力学系统A、B和C,将系统A与B用绝热壁隔开,先使系统A与C通过热接触达到热平衡,再使系统B与C通过热接触达到热平衡,在分别与A、B热接触过程中,系统C始终保持同一个热平衡状态,然后在与C绝热情况下,将系统A与B进行热接触,实验表明,这时A与B也处于热平衡。因为这个事实首先被C. 麦克斯韦(Clerk Maxwell)规定为一个经验定律时,是在热力学第一定律建立之后,所以叫做热力学第零定律。

热力学第零定律表明,A、B和C中每个系统本身存在着一个衡量它们是否互相热平衡的宏观属性——温度。温度只与系统的状态有关,是系统的一个状态参数。热力学第零定律是建立温度计测温的基础。

对于每种纯净物质(如H₂O)相变系统的平衡,除热平衡外,还必须保持各相之间化学势(或摩尔吉布斯函数)的平衡,这是热力学第零定律的例外情况。

热力学第三定律

(third law of thermodynamics)

热力学的基本定律之一,反映绝对零度及其邻近区域热现象的规律性,通常表述为:无论用什么方法,靠有限步骤不可能使物体的温度达到绝对零度。1906年德国化学家W. 能斯特(Walther Nernst)

首先提出“热定理”，以后经 M. 普朗克 (Max Planck)、F. E. 西蒙 (Francis Eugen Simon)、G. N. 路易斯 (Gilbert Newton Lewis)、E. A. 古根亥姆 (Edward A. Guggenheim) 等人的发展，成为热力学第三定律的能斯脱-西蒙表述：当热力学温度趋于零时，凝聚系统在可逆等温过程中熵的改变趋于零，即

$$\lim_{T \rightarrow 0} (\Delta S)_T = 0$$

式中 $(\Delta S)_T$ 为可逆等温过程中熵的改变。上述两种表述是一致的，违背其中的一种表述，必违背另一种表述。根据热力学第三定律的能斯脱-西蒙表述，处在 $T=0\text{K}$ 并且热力学平衡状态时，一个凝聚系统的熵具有确定的数值，不论是否发生化学反应都不会引起熵的变化，是一个绝对常数。1910 年普朗克假设处在 $T=0\text{K}$ 化学上均匀的物体（完整晶体）的熵为零。据此可以确定各种单质和化合物在任一状态熵的绝对值（绝对熵），它为化学平衡常数和燃料的化学焓等的计算所必需，绝对熵是热力学第三定律的最重要推论。此外，由热力学第三定律还可得出：当 $T \rightarrow 0\text{K}$ 时，体积膨胀系数 $\alpha_V = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \rightarrow 0$ ，相对压力系数 $\alpha_p = \frac{1}{p} \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_V \rightarrow 0$ 。必须指出，热力学第三定律及其推论都是

是从对平衡状态和可逆过程的分析研究得出的。一个未达到热力学平衡状态的物质在绝对温度零度时的熵值不为零。

reluxue di-yi dingliu

热力学第一定律 (first law of thermodynamics)

热力学的基本定律之一，是能量守恒原理的一种表述形式。它把热能、内能与机械能等多种形式的能量联系了起来。热力学第一定律的实质表明：一种能量可以在热力学系统与环境之间进行传递，也可以与其他形式的能量相互转换。在传递与转换过程中能量的总值守恒不变，不会自行增加或减少。热力学第一定律的另一种表述形式可以是：不消耗能量而能做功的第一类永动机是不可能实现的。

曾长期流行的“热质说”，在 19 世纪相继为 Count von 伦福德 (Count von Rumford)、J. R. von 迈尔 (Julius Robert von Mayer) 和 J. R. 焦耳 (James Prescott Joule) 等人所推翻，他们通过大量实验证明热是物质运动的一种表现形式，逐步归纳成热力学第一定律的表述方式。其中焦耳于 18 世纪 40 年代进行的热功当量实验为这一定律的科学表述奠定了基础。焦耳的实验表明：机械能所作的功 W 与其转换得到的热量 Q 之间存在着严格而准确的当量关系。不管转换的

过程如何，在当时功与能的单位不相同的情况下，一个单位的热量永远相当于 E 个单位的功，即 $W = EQ$ 。式中 E 为热功当量。在国际单位制中，热量（及其他各种形式能量）和功的单位都是焦 (J) 时， $E=1$ 。

热力学第一定律是对系统能量守恒的一种科学概括。根据系统的静、动特征，可以有静止封闭系统的热力学第一定律和运动封闭系统的热力学第一定律的不同表述；根据系统的运动特征，又可以有稳定流动过程的热力学第一定律、不稳定流动过程的热力学第一定律以及稳定循环过程的热力学第一定律等不同表述。

静止封闭系统的热力学第一定律 可表述为： $Q = \Delta U + W$ 。它表明向系统输入的热量 (Q) 等于系统内能的增加 (ΔU) 和系统对外界做功 (W) 之和；如果系统接受外界加入的功，则 W 取负值。这里所指的功包括由位置变化引起的位势功，由比体积变化所形成的容积功以及一切其他形式的功。如果过程是绝热的，那么系统内能的增量就等于外界作用于系统的功： $\Delta U = -W$ 。这事实上可以作为内能的定义式。

运动封闭系统的热力学第一定律 可表述为： Q

$\Delta U = \frac{1}{2} m \Delta c^2 + mg \Delta z - W$ ，式中 m 为质量； c 为速度； g 为重力加速度； z 为垂直高度。这时向系统输入的热量 (Q) 除转化为系统内能的增量 (ΔU) 和对外做功 (W) 外，还可以转化成系统工质的动能的增量 $\left[\frac{1}{2} m \Delta c^2 \right]$ 和位能的增量 ($mg \Delta z$)。

稳定流动过程的热力学第一定律 工程上经常遇到不随时间变动的介质“稳定”流动的技术设备。这时研究的将是敞开系统或控制体的能量平衡（见图 1）。对于稳定敞开系统，往往不需要关于控制体内进行变化的细节，而只涉及到在控制边界上确定能量平衡的那些物理量。

如果把一个敞开系统假想成封闭系统来处理，即如图 2 所示，把 τ 时刻进入稳定敞开系统和 $\tau + \Delta \tau$ 时刻离开该系统同等数量的物质元体 Δm 都计入系统，则根据应用于稳定过程下封闭系统的热力学第一定律将得到关系式：

$$Q = \Delta m \left[\left(u_2 - p_2 v_2 + \frac{1}{2} c_2^2 + g z_2 \right) - \left(u_1 + p_1 v_1 + \frac{1}{2} c_1^2 + g z_1 \right) \right] + W$$

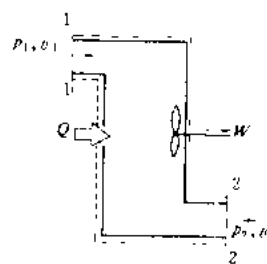


图 1 敞开系统示意



这里假设 Δm 足够小,以至于可以认为它在渐次进入和离开系统的进、出口时分别具有均一的状态参数。再令: $u + pv = h$, 式中 h 为比焓(见焓),则得到应用于稳定敞开系统的热力学第一定律的数学表达式: $Q =$

$$\Delta m \left[\left(h_2 + \frac{1}{2} c_2^2 + g z_2 \right) - \left(h_1 + \frac{1}{2} c_1^2 + g z_1 \right) \right] - W$$

在这段时间内向系统传递的热量(Q),除提供系统对外界输出机械功(W)外,还反映在流过系统的物质所携带的焓、动能和位能的变化。由于这个表达式只包括敞开系统边界上可以测到的那些物理量,因此该公式的结论同样适用于系统内部经历的不稳定过程,只是进口和出口截面上的状态以及通过系统边界的能量流应满足不随时间变化的稳定要求。

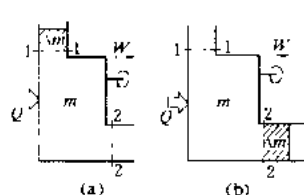


图2 敞开系统假想成封闭系统示意

不稳定流动过程的热力学第一定律 对于这种敞开系统的能量平衡可叙述为:以热量、功和介质流方式通过系统边界传入或放出的总能量等于系统储能的变化。这表明对于不稳定

过程,不仅系统的储能随时间发生变化,而且在时间间隔 Δt 内进入系统的介质流 Δm_1 和流出系统的介质流 Δm_2 也是变化的。这时反映在数量关系上,热力学第一定律具有如下的形式:

$$Q = \Delta m_2 \left[\left(h_2 + \frac{1}{2} c_2^2 + g z_2 \right) - \left(h_1 + \frac{1}{2} c_1^2 + g z_1 \right) \right] - W + \Delta E$$

式中 ΔE 表示敞开系统储能的增量,其中储能 $E = \int \left(u + \frac{1}{2} c^2 + g z \right) dm$, 积分是对系统的整个质量进行的

稳定循环过程的热力学第一定律 系统经历变化后又回复到初态的过程称为循环。循环过程结束后,系统的各种状态参数——压力、温度、……,都具有初始值,而与中间的局部过程——可逆的或不可逆的无关。例如在图3所示的蒸汽动力设备的稳定运行中,蒸汽由蒸汽发生器产生,经汽轮机做功后进入凝汽器凝结成水,最后由给水泵送回蒸汽发生器,再次重复上述过程,介质水、气流的参数以及与外界交换的能量流都不随时间变动。

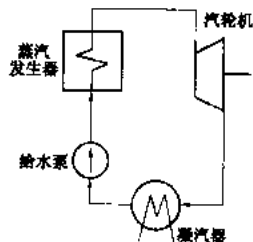


图3 蒸汽动力设备的循环系统示意

在整个循环过程中,介质依次流过组成循环系统的每一个设备——敞开系统。在对它们分别应用稳定流动过程的热力学第一定律的表达式后,有:

$$Q_1 = \Delta m \left[\Delta h + \frac{1}{2} \Delta c^2 + g \Delta z \right] - W_1$$

$$Q_2 = \Delta m \left[\Delta h + \frac{1}{2} \Delta c^2 + g \Delta z \right] + W_2$$

……

把它们全部叠加起来,方括号中的各项在一个循环中都逐个抵消了,最后得到: $\Sigma Q = \Sigma W$ 。这表明,在稳定循环过程中,系统对外输出的有效功(ΣW),等于各个环节中加入的和放出的相抵后系统得到的总净热量。如果 ΣQ 与 ΣW 的值都大于零,即循环过程中系统得到热量而输出功,则是动力设备的典型特征。相反,如果 ΣQ 与 ΣW 的值都小于零,表明系统接受机械功并向外界提供热量,则是热泵的特征。

热力学系统

(thermodynamic system)

热力学的研究方法中作为分析对象所选取的某特定范围内的物质或空间,简称热力系或热力学系统。热力系以外的物质或空间统称为环境(或外界)。环境只相对于该热力系而言,环境中的某一部分同样可以划出来组成另一个热力系。热力系与环境之间的分界面称为热力系边界。热力系与环境间的任何物质或能量交换,

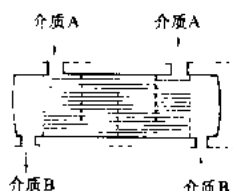


图1 敞开系统(换热器的冷热介质)

都体现在热力系的边界上。分界面可以是真实的或假想的、固定的或移动的。选取分界面,使系统具有明确的含义,通常认为分界面具有理想化的性质,特别在定义没有物质或能量透过分界面时更是如此。

与环境之间既有物质又有能量交换的热力系称为敞开系统或控制体,如换热器(见图1)。与环境之间只有能量交换,而没有物质交换的热力系称为封闭系统,如发动机气缸内的气体(见图2)。与环境之间没有热量交换的热力系称为绝热系统。与环境之间既没有能量交换,也没有物质交换的热力系称为孤立系统或隔离系统。孤立系统必然是封闭系统,但是封闭系统不一定是孤立系统。如果把一个与环境有物质或能量交换关系的系统与其环境一起作

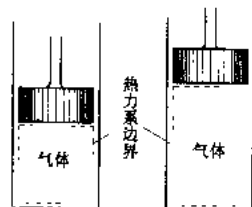


图2 封闭系统(气缸内的气体)

为扩大的孤立系统,那末,扩大的热力系势必是孤立的。可见,热力系分界面的选取可以是人为的、带有随意性的。为了分析计算的方便,可把相互作用的两个(或数个)热力系组合成一个孤立系统,也可从一个系统中划分出两个(或数个)热力系。

自然界并不存在绝对的封闭系统、绝热系统或孤立系统。它们作为特定的分析对象被引用,只是为了在分析实际工程技术问题时使问题得以简化。

热力学

热力循环 (thermodynamic cycle) 工质从一个热力状态出发,经过一系列的变化,最后又回到原来的热力状态所完成的封闭的热力过程。这是一个与热机和制冷机(或热泵)紧密联系的术语。

热机的作用在于把热能连续地变为机械能,制冷机(或热泵)的作用则是通过消耗机械能把热从低温输向高温。尽管它们各有不同类型,且构造和工作特性各异,但都含有三个要素,即:高温热源、低温热源和工质。热源是向工质提供热量或吸收工质所放出的热量的物体。工质是实现能量传输和热、功转换的媒介物,它分别与高温热源和低温热源交换热量,并向外界做功或从外界吸收功。在交换热量和做功或吸收功的过程中,工质的热力状态必然要发生变化。不过,在所有这些机械中,工质热力状态的变化都是周而复始地进行的,也就是说,它们重复进行着热力循环。

正循环和逆循环 通常,热力循环由几个简单的或典型的热力过程所组成,在每一个过程 i 中工质可能与热源交换热量 Q_i 或与外界交换功 W_i 。设工质吸收热量为正,放出热量为负;工质对外做功为正,吸收外功为负,那么整个热力循环的“净功”就是组成热力循环的诸热力过程的功的代数和 $\sum W_i$;整个热力循环的“净热量”就是组成热力循环的诸热力过程的热量的代数和 $\sum Q_i$ 。根据热力学第一定律,热力循环的净功无论就其数值而言还是就其正负号而言,均应等于其净热量,即 $\sum Q_i = \sum W_i$ 。一个热力循环如果其净功为正,也就是说,如果其总的效果是从热源吸收热量,并对外做功,则称该循环为正循环;反之,一个热力循环如果其净功为负,也就是说,如果其总的效果是消耗了外功并向热源放出热量,则称该循环为逆循环。显然,一切热机中工质所完成的都是正循环。一切制冷机或热泵中,工质所完成的都是逆循环。

热力循环的评价 为了定量地评价正循环在能量转换方面的完善性,常用的指标就是循环热效率,通常用符号 η 表示,它的定义就是循环净功 $W = \sum W_i$ 与工质从高温热源中吸收热量 Q_1 的比值: $\eta = W/Q_1$ 。

为了定量地评价逆循环在能量转换方面的完善

性,常用的指标就是循环性能系数,通常用符号COP表示,它的定义,对于制冷机,就是工质从低温热源所吸收的热量 Q_2 与循环净功 $W = \sum W_i$ 的比值: $COP_R = Q_2/W$ 。对于热泵,循环性能系数COP_{HP}的定义是工质向高温热源所放出的热量 Q_H 与循环净功 $W = \sum W_i$ 的比值: $COP_{HP} = Q_H/W$ 。

热力学参数

热力状态参数 (parameters of thermodynamic state) 表征热力学系统在平衡态条件下热力状态的物理量,简称状态参数。

经典热力学中常用的状态参数有压力、比体积、温度、内能、焓、熵和亥姆霍兹函数、吉布斯函数等。状态参数所表征的是系统在某一瞬间处于热力平衡条件下的宏观状态。因此非平衡态条件下系统的热力状态无法用通常的状态参数来宏观地描述。

压力 单位面积上承受的垂直作用力,又称压强。压力是一种强度量,其数值与系统的大小无关,通常以符号 p 表示,单位是帕(Pa)。压力有绝对压力、大气压力、正压力(工程上称为表压力)、负压力(工程上称为真空)和压差等不同的表述形式。绝对压力就是真实压力,它与由仪表读得的压力之间的关系见图。工程技术上正压力的测量多用压力表,负压力的测量多用真空计。曾经用过的压力单位有工程大气压(at)、标准大气压(atm)、巴(bar)、毫米水柱(mmH₂O)、毫米汞柱(mmHg)[即托(Torr)]等。它们与法定的压力计量单位Pa之间的关系为:

$$1 \text{ at} = 0.96787 \text{ atm} = 98.06665 \text{ kPa}$$

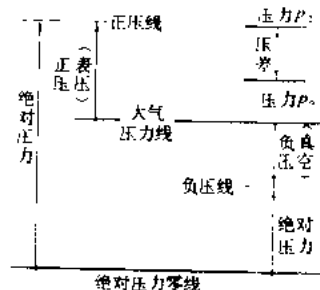
$$1 \text{ bar} = 100 \text{ kPa}$$

$$1 \text{ mmH}_2\text{O} = 9.806375 \text{ Pa}$$

$$1 \text{ mmHg} = 133.322 \text{ Pa}$$

比体积 单位质量物质所占有的容积,以符号 v 表示,即: $v = V/m$, V 为质量等于 m 的物质所占有的总容积。比体积是一个强度量,其值与系统的大小无关,单位是米³/千克(m³/kg)。热力学中常用的另一个物理量——密度(ρ),是比体积的倒数,即单位容积的物质所具有的质量。因此有: $\rho = m/V = 1/v$ 。

温度 物体冷热程度的度量。根据热力学第零定律,温度是衡量一个热力系与其他热力系是否处于热平衡的标志。一切具有相同温度的系统均处于热



绝对压力与仪表各种压力读数的关系示意

平衡状态;反之,即处于非平衡状态。温度是一个强度量,数值与系统的大小无关。温度的分度表示方法称为温度标尺或简称温标。中国法定的温度标尺采用国际单位制中的热力学温标,也就是开尔文温标或绝对温标,用符号 T 表示,单位是开尔文(K)。它是以 13 种纯物质的相变点,如氢的三相共存点(19.81 K)、水的三相共存点(273.16 K)和金的凝固点(1337.58 K)等作为标定点来实现分度的。曾经使用过的温标尚有摄氏温标 t (°C)、华氏温标 t (°F) 和用华氏温标分度而由绝对零度起算的兰金温标(Rankine scale) T (°R) 等。它们的换算关系为:

$$t(^{\circ}\text{C}) = T(\text{K}) - 273.15$$

$$t(^{\circ}\text{F}) = [T(\text{K}) - 273.15] \frac{9}{5} + 32$$

$$t(^{\circ}\text{R}) = [T(\text{K}) - 273.15] \frac{9}{5} + 451.67$$

内能 蓄积于热力系内部的能量。内能是一个广延量,其数值与质量成正比,以符号 U 表示,单位是焦(J)。单位质量的内能称为比内能,以 u 表示,单位是焦/千克(J/kg)。从微观的角度来理解,内能包括组成系统大量分子的动能、位能、化学能和原子核能等。在不涉及化学变化和核反应的物理过程中,化学能与核能各保持不变,此时热力系中内能的变化只涉及分子动能和位能的变化。通常,使 p 、 v 、 T 中的任何两个独立的状态参数就可以确定内能的数值。理想气体的内能与压力无关,只是温度的函数。

焓 热力系所拥有的内能(U)和压力势能(pV)的总和。焓是一个广延量,以符号 H 表示,单位是焦(J),其定义式为: $H = U + pV$ 。单位质量物质的焓称为比焓,以 h 表示,单位是焦/千克(J/kg)。

熵 熵是一个广延量,以符号 S 表示,单位是焦/开(J/K)。定义式为: $dS = \left[\frac{\delta Q}{T} \right]_{\text{可逆}}$,表明热力系的

熵增等于在可逆过程中外界向系统传送热量 δQ 与系统温度 T 的比值,是由热力学第二定律导出的状态参数,单位质量的熵称为比熵,以 s 表示, $s = S/m$,单位是焦/(千克·开) [J/(kg·K)]。对于孤立系统,可以用熵的变化来判断其自发过程进行的方向。

亥姆霍兹函数 又称亥姆霍兹自由能或定温-定容位,以符号 F 表示,其定义式为: $F = U - TS$ 。它也是广延量,单位是焦(J)。单位质量的亥姆霍兹函数 f 定义为: $f = u - Ts$,单位是焦/千克(J/kg)。在定温-定容条件下,可利用其数值变化来判断过程自发进行的方向与限度。

吉布斯函数 又称吉布斯自由能或定温-定压位,以符号 G 表示,其定义式为: $G = H - TS$ 。它也是广延

量,单位是焦(J)。单位质量的吉布斯函数 g 定义为 $g = h - Ts$,单位是焦/千克(J/kg)。在定温-定压条件下,可利用其数值变化来判断过程自发进行的方向与限度。

热模拟

热模拟 (thermal analogy) 研究传热现象的方法之一,主要应用于求解热传导问题。两种不同类型的物理现象,当数学上可被表示成同样形式的方程式时,称两现象为比拟,或称类比,彼此可被物理模拟。导热现象与导电现象的比拟称为热的电模拟。

无内热源的稳态导热,当导热率为常数时,可以简便地通过导电纸法(模拟二维状态)或导电槽法(模拟二维、三维状态)进行模拟。电路网络模拟法则可以应用于有或无内热源、稳态或非稳态的导热现象。以一维非稳态导热为例,无量纲的导热控制方程为

$$R_1 C_1 \frac{\partial \Theta}{\partial t} = \frac{\partial \Theta}{\partial X^2}$$

其中 Θ 是无量纲温度; X 是无量纲坐标; t 是导热现象进行的时间; $R_1 = \frac{\delta}{\lambda}$ 是每单位导热面积的热阻; C_1 是材料的比热容。对应的导电控制方程为

$$R_1 C_1 \frac{\partial E}{\partial t} = \frac{\partial E}{\partial X^2}$$

这样,电位 E 模拟温度 Θ ,电阻 R_1 模拟热阻 R_1 ,电容 C_1 模拟热容 C_1 ,相应地电流模拟热流。不难看出,两式所表述的两现象彼此可以模拟,只要给定相应的数值相等的定解条件,即可得出 $E - \Theta$ 的结果。需要注意的是,两现象进行的时间要遵守下列模拟量相等的条件,即

$$\frac{t_1}{R_1 C_1} = \frac{t_2}{R_2 C_2}$$

在具体进行模拟实验时,应根据模拟的现象组成电阻、电容的电路网络系统,实测系统某点的电位,即得到该相应点的温度。这种实验装置亦称电模拟计算机。对于稳态导热问题,没有电容,只是电阻电路网络系统。

热的电模拟法也可以用于求解对流换热或辐射换热问题,只要把电阻对应于对流换热或辐射换热的热阻即可。利用水力现象对传热现象进行的模拟称为热的水力模拟法,相应的实验装置称为水力积分仪。

需要指出的是,在数字计算机高度发展和普及的今天,任何一个电模拟计算机可以解决的问题都可以用数值计算达到同样精度,且可大大节约投资和时间,因此作为实验求解的方法,热电模拟的重要性已日渐降低,但作为思考分析问题的方法,仍具有重要意义。

参考书目

Исаченко В. П., Осипова В. А. и Сухомел А. С.
Теплопередача, издание четвертое, Энергиздат, 1981

Incropera F. P. and Dewitt D. P. Fundamentals of
Heat Transfer, John Wiley & Sons, 1981

热偏差

热偏差 (heat deviation) 并列管组中个别管圈(偏差管)内工质焓增 Δh 与整个管组工质平均焓增 Δh_{av} 之比。以 ρ 表示热偏差系数,热偏差越大,偏差管中工质温度越高,其工作可靠性就越差。热偏差主要由热力不均匀性、水力不均匀性和结构不均匀性等因素引起。

热力不均匀性 由于结构和运行中各种因素的影响,使断面烟气温度场和速度场分布不均,造成沿炉膛宽度各管间的吸热量差别。沿对流烟道宽度热力不均匀系数约为1.2~1.3。如火焰充满度差、各个燃烧器负荷不一致,燃料和空气送入不均匀,在炉膛上部或过热器区域发生再燃烧,部分水冷壁严重结渣,以及在受热面中形成烟气走廊等,都将增大热力不均匀性。

水力不均匀性 主要由于并列蛇形管的长度、直径、粗糙度不同(集中表现为流动阻力系数不同)和蛇形管组的分配、汇集联箱工质的引入、引出方式不同(表现为各蛇形管两端压差不同)所造成的沿烟道宽度各管间的工质流量差别。联箱中压力分布特性取决于连接方式(见图)。

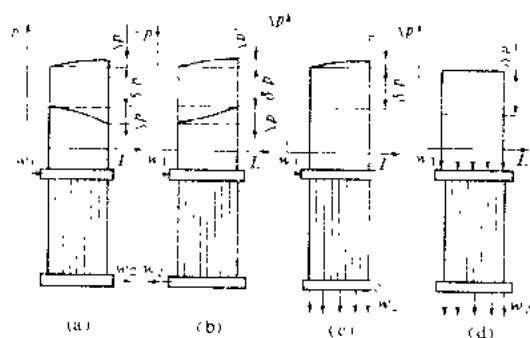


图1 联箱连接方式和联箱中压力分布特性

(a) Z形; (b) U形; (c) 端部引入均匀引出型;
(d) 均匀引入引出型

若蒸汽从联箱的端部引入和引出,在进口联箱中,沿蒸汽流动方向动能逐渐转变为压力能;在出口联箱中,沿蒸汽流动方向压力能逐渐转变为动能,这样使得各并联管两端压差不同,造成各管间流量不同。

由图可见,Z形连接方案,流量不均匀性最大,U形连接流量偏差较小,若采用均匀引入和均匀引出的连接系统,流量偏差可大为减小。

结构不均匀性 主要指并列蛇形管间的结构差别。如管子长度、弯头数量、弯管半径、管子内径和粗糙度不同等,都会造成各并列管间的阻力系数不相等,以致引起流量分配不均匀。由于受热长度不同,将引起热力不均匀性增大,以致热偏差增大。

为了使并列管组中任何一根管子的壁温不超过所用材料的允许值,管子安全工作的条件应是热偏差小于或等于容许热偏差。

减小热偏差的方法 主要有:①过热器和再热器分级布置,各级之间通过中间联箱进行混合和左右交叉,控制各级受热面焓增不要太大;②采用合理的分配和汇集联箱的引入和引出连接方式,如U形连接系统或多点引入、引出的连接系统,以减小水力偏差;③加强燃烧调整,尽量使各燃烧器负荷相同,保证配风良好,防止火焰偏斜,提高炉膛火焰充满度,降低热力不均匀系数。

热网

热网 (heat network) 集中供热条件下用于输送和分配载热介质(蒸汽或热水)的管道系统。热网可按载热介质、使用功能和布置方式的不同进行分类。

按载热介质分类 可分为蒸汽热网和热水热网。选定载热介质的原则为:①当用户主要生产需要蒸汽供热时,应采用蒸汽供热介质;②当多数用户生产工艺需要热水介质,少数用户可由热水介质转化为蒸汽介质,经技术经济比较合理时,宜采用热水供热介质;③单纯对民用建筑物供采暖通风、空调及生活热水的热负荷,应采用热水供热介质;④当用户生产工艺必须采用蒸汽供热,同时又供大量的民用建筑采暖通风、空调及生活热水热负荷时,应采用蒸汽和热水两种供热介质。当仅供少量的采暖通风、空调热负荷时,经技术经济比较合理时,可采用蒸汽一种介质供热。

蒸汽热网 蒸汽管径大,压降损失大,热损失大,凝结水回收率低,供热距离不能太大。中国目前推荐的汽网压降值为每km压降0.098~0.118 MPa,经济合理供热半径为3~5 km。而世界上汽网供热半径也有远到15 km的。

热水热网 热损失较小,每公里温降约1℃左右,供热距离可允许较长,供热半径一般控制在10 km以内。实际供热距离与热水温度有关,目前一般中小城市热网供水温度95~130℃,大城市供水温度达150℃。据资料介绍,前苏联和西欧一些国家提出将供水温度提高到180~240℃,热水网输送距离可达30~40 km。核电站供热管道的经济输送距离,甚至可超过100 km。

按使用功能分类 热网可分为主干热网和分配热

网热源通过主干热网输送载热介质,用户通过分支管道连接于分配热网。主干热网可以是辐射状,也可以呈环状。为防止供热中断,各单独的主干热网之间应相互连通。各分支管道之间应有联络管。当热水网的主干管网很长时,可设置中继泵站。在热网分叉地点常设置地下小室,布置截止阀、调节阀、补偿器等需操作维修的部件。

按布置方式分类 热网管线可分为地下敷设和架空敷设两大类。在城镇应用得最普遍的是前者,可以采用管沟、集管(例如与通信等其它设施合用)或无沟道的直埋等敷设方式。架空敷设需有专门的支架,主要用于工业企业范围内部和城郊。

城镇热力网管道直埋敷设方式同传统的地沟敷设方法相比具有占地少、施工周期短、维护量小、寿命长等诸多优点,很适合城市建设的要求,在我国已得到广泛应用。目前主要采用预制保温管敷设方法,即将钢管、保温材料和保护层在工厂内预制成管段,运到现场直接埋入地下。在管材方面除了传统的高密度聚乙烯外壳和聚氨酯保温层仍然广泛使用外,以玻璃钢为外壳的管材也得到普及。聚异氰脲酸酯以及其他材料也用到保温结构上。进入九十年代以来,蒸汽($t \leq 300^\circ\text{C}$, $p \leq 1.3\text{ MPa}$)管道采用直埋方式逐渐增多。据统计,到1997年我国累计已敷设长度数百公里,最大管径为2000 mm,目前正在总结经验中。

heating network

热网加热器 (heater for heating network)

加热供热用水的热交换器,可分为热电厂端和用户端热网加热器。

热电厂端热网加热器用汽轮机抽汽或锅炉减温减压蒸汽来加热热网用水,一般由主加热器、高峰加热器、凝结水加热器和热网循环泵组成。

热网加热器的蒸汽压力取决于送水干线的热水温度,水温在 $70 \sim 130^\circ\text{C}$ 时,加热用蒸汽压力应在 $0.05 \sim 0.36\text{ MPa}$ 范围内。为了缩小加热器尺寸和避免在真空中运行,蒸汽压力一般不低于 0.12 MPa 。带基本负荷的热网主加热器一般使用 $0.12 \sim 0.25\text{ MPa}$ 的抽汽,在最高热负荷时使用的高峰热网加热器则采用更高压力的调整抽汽或非调整抽汽,或大部分采用锅炉减温减压蒸汽,把水加热到 $130 \sim 170^\circ\text{C}$ 。当抽汽压力大于 $0.2 \sim 0.25\text{ MPa}$ 时,凝结水加热器用于预热热网回水。

用户端热网加热器是将热网送来的供热用水再经水水热交换器加热用户用水,使用户的热水回路与热网用水回路分开,便于不同水质的控制和处理,也便于调节温度。

热网加热器的型式有表面式也有混合式,表面式

热网加热器有管壳式和板式,在布置上有立式也有卧式。由于热网加热器的工作条件与低压加热器相似,在设计要求和构造上也与低压加热器相近。在用户端为了增加热水容量,有的热网加热器可由在热水箱中放置弯管或盘管加热面构成。

thermal

热阻 (thermal resistance) 热传导、对流换热和辐射换热过程中由温度差和辐射力差形成的传热推动力与热流量或热流通量的比值,是一个综合反映阻止热量传递能力的参量。如果利用热模拟方法,用电压模拟温度差、电流模拟热流量或热流通量,将传热速率方程写成类似电学中欧姆定律的形式,其中对应于电阻的模拟量就是热阻。

以无限大平壁稳态导热过程为例,传热速率方程可表示为

$$Q = \frac{\Delta T}{(\delta/\lambda F)} = \frac{\Delta T}{R_1}$$

式中 $R_1 = \frac{\delta}{\lambda F}$, K/W , 称为平壁导热热阻,它与平壁厚度成正比,而与导热系数 λ 和导热面积 F 成反比。 R_1 的倒数,即 $\lambda F/\delta$ 为平壁热导率。或把平壁每单位表面积的热导率称为“比热导率”,仍与导热平壁的厚度有关,并非材料的性质。对于单位面积,平壁导热热阻为 $\frac{\delta}{\lambda}$, $\text{m}^2 \cdot \text{K/W}$ 。针对不同情况下的导热过程,其热阻的具体表达式亦各异。长度为 l ,内、外直径分别为 d_1

和 d_2 的圆筒壁的导热热阻为 $\frac{1}{2\pi\lambda l} \ln \frac{d_2}{d_1}$, K/W ; 单位长

度圆筒壁的导热热阻为 $\frac{1}{2\pi\lambda} \ln \frac{d_2}{d_1}$, $\text{m} \cdot \text{K/W}$ 。内、外半

径分别为 r_1 和 r_2 圆球壁的导热热阻为 $\frac{1}{4\pi\lambda} \left[\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right]$,

K/W 。多层平壁、圆筒壁和圆球壁的导热总热阻,类似于串联电路电阻的计算方法,是各层导热热阻之和,例如三层圆筒壁导热热阻是

$$R_1 = \frac{1}{2\pi\lambda_1 l} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\pi\lambda_2 l} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{2\pi\lambda_3 l} \ln \frac{d_4}{d_3}$$

对于二维或三维稳态导热过程,在有两个等温界面的系统中,计算这两个等温面之间传递的热流量,亦可以应用相当平壁导热公式 $Q = \frac{\Delta T}{R_1}$ 来计算,这时热阻 R 的具体表达式可从有关的手册中查到。

将计算对流换热的牛顿冷却定律表示为

$$Q = \frac{\Delta T}{(1/\alpha F)}$$

式中 $1/\alpha F$ 为对流换热热阻, K/W ; $1/\alpha$ 为单位面积的对流换热热阻, $m^2 \cdot K/W$ 。

对于热、冷两流体通过平壁间壁的传热过程,应用串联电路电阻的计算方法,传热热阻为

$$R_t = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}$$

在辐射换热的网络模拟法中,把计算任意两黑体表面间的辐射换热计算式表示为

$$Q_{1,2} = \frac{E_{b1} - E_{b2}}{\frac{1}{F_1 \varphi_{12}}}$$

式中 E_{b1} 和 E_{b2} 分别为两黑体表面的辐射力; F_1 是黑体 1 的面积; φ_{12} 是表面 F_1 对 F_2 的平均角系数; 而 $\frac{1}{F_1 \varphi_{12}}$ 反映两表面间辐射换热时空间相对位置的几何特征,称为空间热阻。对于封闭系统中任意一灰表面 i 而言,它的净辐射热流为

$$Q_i = \frac{E_{bi} - J_i}{(1 - \epsilon_i)/\epsilon_i F_i}$$

式中 ϵ_i 和 J_i 分别是灰表面 i 的发射率和有效辐射; E_{bi} 是与灰表面 i 温度相同的黑体辐射力。式中把有效辐射 J_i 类比电位,而把 $(1 - \epsilon_i)/\epsilon_i F_i$ 类比为 E_{bi} 和 J_i 之间的表面热阻。

参考书目

钱滨江等编,简明传热手册,北京:高等教育出版社,1983

12.11 jiekou zhan

人机接口站 (man-machine interfacing station) 监控系统与机组操作人员及系统维护调试人员的接口部分,是计算机监视和控制系统的组成部分。其工作基础为过程控制采集站、数据服务器及系统网络。人机接口站包括操作员站 (operating station) 和工程师站 (engineering station)。

硬件 人机接口站的硬件主体是人机接口站计算机及其网络,其计算机主机一般紧跟计算机技术的发展而更新,如较高档微机或小型工作站,有较强的数据及图形处理和显示功能,且可通过网络实现资源共享。其外围设备包括:①显示设备,包括一般显示器、触摸屏和大屏幕显示器等。其基本性能指标包括分辨率、屏幕尺寸、扫描形式、信号频率、信号接口方式等。②键盘,包括操作员键盘、工程师键盘和专用键盘等。有的系统操作员站不采用键盘而使用鼠标或球标作为常规操作输入设备。③光标定位装置,一般采用鼠标和球标,也可使用触摸屏和光笔进行光标定位和操作。某些

设备也可以使用遥控器实现。④打印输出设备,包括打印机、硬拷贝、绘图仪和各种记录仪等。⑤外存,包括普通计算机硬盘、磁带机和光盘机等。⑥网络接口。

软件 人机接口站的软件包括操作系统软件和应用软件两部分。操作系统软件是系统的操作平台,通常是一个实时多任务操作系统。它支持优先级中断式或时间片进程调度及应用软件和硬件系统及网络资源的管理。现流行的实时多任务操作系统有 UNIX 和 Windows NT 两种。应用软件应包括系统组态工具软件包、系统运行工具软件包两大类。

功能 操作员站利用过程控制采集站和系统数据服务器的数据,采用显示画面、曲线、报警和性能计算等形式向操作运行人员提供信息服务,并向系统下级或外围设备发出控制操作指令。工程师站则完成系统组态、调试、调整修改和系统软硬件诊断监测等功能。人机接口站的具体功能为①运行管理,包括各种显示、打印记录、操作导航、搜索查询等。②组态调试,包括硬件组态的建立与地址生成、数据库结构和数据的生成;各种逻辑图、画面、报表、控制回路的编制、代码生成与下载;信号模拟、软件调试及在线组态修改等。③诊断分析,对整个控制系统及各元件的状态进行在线监测及故障诊断和分析。④对外通信,通过网关或网桥,按双方均能接受的协议与上级管理控制系统或其他系统进行通信,交换信息。

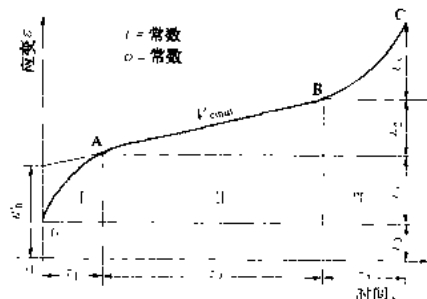
发展 人机接口站的软硬件系统从早期的单机集中式发展到目前普遍应用的多处理机分布式控制系统,实现了冗余、容错、信息共享和实时多进程操作,性能有了极大的提高。整个系统的高可靠性、高可用率、高灵活性、分散控制、集中管理将随计算机和通信技术的发展而更加完善,向改善操作运行的高舒适度和高智能化方向发展。

12.12 jian

蠕变 (creep) 金属等固体材料在应力作用下,随着时间的延续发生缓慢塑性变形的现象。蠕变是金属等固体材料的塑性变形现象的一种。蠕变可以在很低的应力下产生,例如,对于金属材料,其发生蠕变的应力要比该温度下的金属屈服强度低得多。金属发生蠕变的温度与其熔点 T_m 有关。对于火力发电机组高温构件,如主蒸汽管道、热段再热蒸汽管道、过热器管、再热汽管、汽轮机主轴、叶片等用钢和合金,则需在高温,即工作温度为 $0.47T_m$ 以上时才发生明显的蠕变现象,而有些低熔点金属,如铅、锡等,即使在室温下也会发生蠕变。远在 20 世纪初,人们就观察到金属的蠕变现象,1905 年英国 F. 菲利普斯 (F. Philips) 首先观察到金属丝的蠕变现象,1910 年英国 E. 安德雷德

(E. N. da C. Andrade) 用实验证实几种纯金属有相同的蠕变特点等。到 1920 年左右, 随着蒸汽锅炉和汽轮机工作温度的提高, 蠕变现象受到了广泛的注意。目前在高温高压火力发电厂, 不仅在高温构件设计中主要考虑蠕变, 而且蠕变现象更是一个关系到高温金属构件寿命和安全运行的重要问题。

蠕变过程 可用金属典型蠕变曲线来表示在一定温度 (t) 和恒定应力 (σ) 下的变形量 (ϵ) 随时间 (τ) 变化的蠕变过程 (见图)。图中 OO' 为加载时的瞬时伸长; $O'A$ 为蠕变第一阶段 (I), 由于在该阶段中蠕变速度随时间减小, 也称减速蠕变阶段; AB 为蠕变第二阶段 (II), 在这一阶段中蠕变以恒定速度进行, 也称恒速蠕变阶段, 是整个蠕变过程中蠕变速度最小的阶段; BC 是蠕变第三阶段 (III), 这一阶段中蠕变速度随时间增大直至 C 点断裂, 亦称加速蠕变阶段。



金属典型蠕变曲线图

蠕变速度 单位时间的蠕变变形量, 即蠕变曲线的斜率。 $V_c = \frac{d\epsilon}{d\tau}$, 式中 V_c 为蠕变速度。对恒速蠕变阶段, $V_c = \frac{\Delta\epsilon}{\Delta\tau}$ 。在火力发电厂金属监督中, 蠕变速度是一个重要的考核数据, 例如, 对主蒸汽管道和热段再热蒸汽管道等, 其运行时的平均蠕变速度不允许大于 $1 \times 10^{-7} \text{ mm}/(\text{mm} \cdot \text{h})$ 。

蠕变极限 金属材料抵抗蠕变变形的能力。可分为物理蠕变极限和工程蠕变极限。物理蠕变极限是指在一定的温度下金属材料不发生蠕变的应力。很显然, 物理蠕变极限的高低取决于变形测试设备所能发现的最小变形的能力。火电厂一般实际应用的是工程蠕变极限, 也称条件蠕变极限, 它是使金属材料在给定温度下产生规定的蠕变速度或者在规定时间内产生规定的总塑性变形量的应力。例如, 对火电厂高温构件材料, 可具体化为: ①在给定温度下, 使金属材料产生 $1 \times 10^{-7} \text{ mm}/(\text{mm} \cdot \text{h})$ 的第二阶段蠕变速度的应力 ($\sigma_{10^{-7}}$); ②在给定温度下, 使金属材料在 10^5 h 工作时间内发生 1% 总塑性变形的应力 (σ_{10^5})。

影响金属蠕变过程的主要因素 温度、应力及在

使用中金属材料的组织性质变化等都影响金属蠕变过程。这些因素与第二阶段蠕变速度 V_c 的关系为

$$V_c = A (\sigma - \sigma_0)^n \exp \left[-\frac{Q}{RT} \right]$$

式中 σ 为外加应力; T 为温度; Q 为蠕变激活能; n 为指数; R 为气体常数; A 为材料常数; σ_0 为金属材料因固溶强化和弥散强化等产生的对外力的阻力。提高温度, 加大应力将使蠕变速度增加, 另外, 还将使蠕变第二阶段持续时间缩短甚至消失; 降低温度, 减小应力将使蠕变速度减小, 并使蠕变第二阶段持续时间延长甚至使第三阶段不出现。金属材料在蠕变过程中所产生的组织性质变化会使 σ_0 发生变化, 从而影响蠕变过程。例如火电厂用珠光体耐热钢在运行过程中与蠕变同时进行的珠光体球化和碳化物聚集以及合金元素的再分配 (见合金元素迁移) 等过程均使钢的固溶强化和弥散强化作用减弱, 使 σ_0 降低, 蠕变速度增加。当蠕变过程中组织性质发生变化的影响较大时, 会使蠕变第二阶段的恒速度变为速度增加的蠕变。这种现象称为伪第三阶段蠕变, 这种速度增加的第二阶段被称为伪第三阶段。

蠕变试验和数据处理 蠕变试验是用来检测材料在一定温度和应力作用下所发生的蠕变变形和蠕变速度等实验数据的。金属的蠕变试验的直接结果是得出如图所示的金属在试验条件下 (t, σ) 的蠕变曲线 ($\epsilon-\tau$ 曲线), 并由此通过数据处理而得出蠕变极限。由于火电厂高温构件的设计寿命很长 (10^5 h 或 $2 \times 10^5 \text{ h}$), 因而条件蠕变极限对应的蠕变速度很低 [如 1×10^{-7} 或 $1 \times 10^{-8} \text{ mm}/(\text{mm} \cdot \text{h})$], 如按此蠕变速度进行蠕变试验, 所用时间势必很长。因此, 通常均采用提高试验温度或提高试验应力或试验温度应力同时提高等的方法加速蠕变以缩短试验时间, 并根据一般的经验公式, 即以第二阶段蠕变速度分别与温度或应力或温度应力参数等的关系来进行线性内插或外推得到蠕变极限。在进行外推时, 为保证外推的准确性, 一般最大只允许外推一个数量级。所述加速试验的方法有等温线法 (提高外加应力加速)、等应力线法 (提高温度加速) 以及参数法 [提高应力和温度, 如火电厂用材料常用的拉尔森-米勒 (Larson-Miller) 参数法] 等。

蠕变试验机 可分为单轴拉伸应力蠕变试验机和多向应力蠕变试验机两种。多向应力蠕变试验机又可分为复合应力蠕变试验机 (如双向拉力蠕变试验机、拉伸扭转复合蠕变试验机等) 和实体蠕变试验机 (如内压作用下的管子蠕变试验机等) 由于单轴拉伸应力蠕变试验机较简单, 且精度较高, 从而得到了最广泛的应用, 迄今为止的大多数试验蠕变曲线均由这种类型的蠕变试验机上得到。

蠕变测量在电厂的应用 蠕变寿命损耗及失效是火力发电厂中主要高温构件的主要寿命损耗及失效机制。因此,在电厂,广泛使用测量构件蠕变变形量的方法来监督构件的安全运行以免受蠕变破坏。其主要的的应用有:①定期测量在蠕变温度范围内运行的主蒸汽管道、再热蒸汽管道、联箱体及导汽管等的直径方向或周长方向上的蠕变变形,有钢带尺测量管道截面周长及用大型螺旋测微器(千分尺)测量直径方向的蠕变变形(需加焊不锈钢测点);②用样板卡测量过热器管、再热器管的直径方向的蠕变变形量;③用电容应变仪在线监测重要高温构件裂纹的蠕变扩展;④测量联箱接管座及汽缸变截面处的集中蠕变量;⑤将蠕变变形与金相检验蠕变空洞联系起来,以用复膜金相法检查无法测量尺寸变化的蠕变区域的蠕变变形;⑥汽机叶片材料,螺栓材料需进行蠕变试验,以控制其蠕变变形量。

1.1.1 蠕变断裂

蠕变断裂 (creep rupture) 金属材料在高温与低载荷的长期作用下因蠕变损伤而断裂的行为,是火力发电厂高温构件失效主要破坏形式之一。如主蒸汽管、热段再热蒸汽管道、高温过热器管和高温再热器管及其联箱等因长期超温运行而泄漏爆破。表征金属蠕变断裂性能的有金属的持久强度极限和持久塑性。

蠕变断裂的微观机制 蠕变变形促使在晶界处产生蠕变损伤。继后损伤进一步发展而导致构件材料断裂。因此,蠕变断裂的最普遍的形式是沿晶断裂。随应力和温度不同,可有二晶界裂纹(称W型裂纹,即楔形裂纹)和蠕变孔洞(称R型裂纹)等沿晶断裂机制。二晶界裂纹在高应力和较低温度下产生(图1),这是蠕变中由于晶界滑动而在三个晶粒的晶角上因应力集中而使晶界裂开,裂纹的形状像楔子,楔形裂纹的扩展和连合导致了蠕变沿晶断裂。在较低应力和较高温度下则产生蠕变孔洞,其发展过程如图2所示。空洞优先产生在垂直于外加拉伸应力方向的晶界上,空洞在蠕变过程中逐渐长大、合并、连接而成为裂纹。火电厂主蒸汽管道、热段再热蒸汽管道、高温过热器管和高温再热器管及其联箱等部件在运行中失效,不少属于蠕变孔洞机制。在进行失效分析时,可以在金相显微镜下

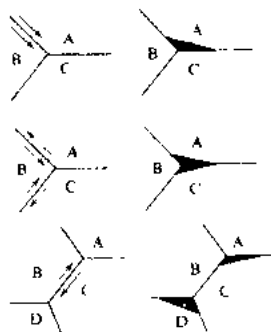


图1 三晶粒交角处蠕变裂纹的形成示意图

看到蠕变裂纹附近区域有大量的蠕变空洞存在。

持久强度极限 金属材料抵抗蠕变断裂的能力,蠕变断裂抗力的判据。为在给定的温度(t)下,恰好使材料经过规定的时间(τ)发生断裂的应力值(σ_t^t),如 $\sigma_{540}^{10^5h}$ 或 $\sigma_{540}^{2 \times 10^5h}$ 等,即表示给定温度540℃经 10^5h 或 2×10^5h 发生断裂的应力,并称之为该温度下的 10^5h 或 2×10^5h 的持久强度极限。持久强度极限是火电厂那些不考虑蠕变变形量限制,只考虑其断裂时间的构件,诸如过热器管和再热器管等的重要强度设计依据。

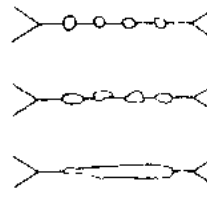


图2 由蠕变空洞发展成蠕变裂纹示意图

金属持久强度极限由持久强度试验并经数据处理后得到。

金属持久强度试验方法与蠕变试验方法相似。但在试验过程中一般不随时间测量蠕变变形,仅测定试样断裂前的载荷作用时间(小时数),再利用断裂时间与温度、应力或温度应力参数的关系式内插或外推所需温度的 10^5h 或 2×10^5h 的持久强度极限。和蠕变试验外推一样,对火电厂已运行过的高温用钢与合金,为保证其外推结果的可靠性,外推时间一般不超过试验时间的10倍;而对于未经运行的原始材料,则其外推时间,一般不得大于试验时间的3倍。

影响持久强度试验的断裂时间的主要因素有温度、应力和金属的成分及组织,对于同一成分和组织的钢或合金,温度愈高、应力愈大,则断裂时间愈短。

持久塑性 用蠕变断裂后试样的延伸率(δ)和断面收缩率(ψ)表征。对于火力发电厂长期运行的高温构件,材料的持久塑性是一项重要指标。持久塑性高的高温金属构件在运行中不会出现突然的脆性破坏。对这种持久塑性高的高温材料制成的构件,定期蠕变测量就可以保证其安全运行。

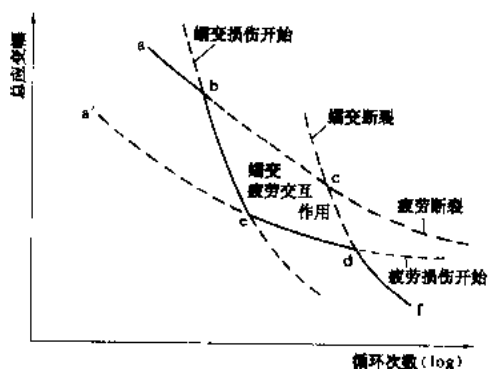
蠕变变形机制图和蠕变断裂机制图 由于金属材料随温度和应力水平不同,会有相应不同的蠕变变形机制和蠕变断裂机制。因此,对某一种材料,可以以温度和应力为坐标画出一个划分很多区域的图,图中的每一区域代表一种在该区域所属温度和应力范围内占优势的蠕变变形机制或断裂机制。蠕变变形机制图或蠕变断裂机制图一般由试验获得,但也可以由理论分析获得。其主要作用在于:①按构件所处的温度和应力选择合适的高温材料;②判断蠕变和持久强度数据的外推结果是否正确。后一点对火电厂已使用的高温构件材料尤为重要。因为对于以较短试验时间所得结果外推到 10^5h 或 2×10^5h 的持久强度极限,必须当试验点和外推结果在同一断裂机制区域内,其外推结果才是正确的,不要跨区域外推。对蠕变试验也一样,需在

同一蠕变变形机制区域内外推。

蠕变疲劳交互作用

(interaction between creep and fatigue)

构件在蠕变温度和交变应力作用下,如果交变应力的循环频率较低或在应力下保载一定时间,则蠕变和疲劳会同时作用并互相影响,使构件产生损伤或破坏。蠕变、疲劳作用下的断裂机制示于下图。图中菱形区 bcde 为蠕变疲劳交互作用区。基本断裂机制有两种:①裂纹以蠕变损伤机制萌生后,以疲劳机制扩展至断裂。②裂纹以疲劳的机制萌生以后,在蠕变损伤中扩展至断裂。



蠕变、疲劳作用下的断裂机制示意图

蠕变疲劳损伤 火电厂高温构件和汽轮机转子,锅炉过热器管、再热器管以及高温蒸汽管道等,由于

起、停与调峰,会在部件的局部应力集中区域产生超过材料屈服强度的应力,局部地区反复塑性变形就优先造成了材料的疲劳损伤;而另一方面在蠕变温度下在应力集中区也会优先造成蠕变损伤,两者相互作用使损伤积累增加。蠕变损伤的大小与循环频率高低及保载时间长短有关。机组的启动-运行-停机及调峰过程直接描述了循环频率和保载时间这两个参数。循环频率越低,保载时间越长,则蠕变损伤的影响越大,若仍沿用载荷循环周次来表征寿命,则寿命越短。

蠕变疲劳交互作用下的寿命估算 主要有分析法(见寿命预测),其方程式为: $\varphi = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_n} - \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_f}$, 式中 φ 为蠕变疲劳交互作用寿命损耗率; Δt_i 、 N_i 分别为 i 参数下的运行时间和循环周次; t_n 和 N_f 则分别为 n 参数下的断裂时间和到断裂的循环次数。这个方程式虽已实用,但不能说明交互作用的机理。拉纳贝格(Lagneberg)和阿脱莫(Attermo)方程式有了进一步

完善, $\varphi = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_f} + B \left[\sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_f} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_n} \right]^{\frac{1}{2}} + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_n} = D$, 式中中间项 $B \left[\sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_f} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_n} \right]^{\frac{1}{2}}$ 为交互作用

项, $B=0$ 时为无交互作用,即为分析法方程; $B>0$ 为正交互作用,其断裂寿命比分析法预测的低; $B<0$ 为负交互作用,其断裂寿命比分析法预测的高。



sancu xiepo liqi

三次谐波励磁 (third harmonic excitation)

在同步发电机的定子槽中嵌入一独立的绕组, 利用气隙磁场中的三次谐波分量感应出三次谐波电动势, 经可控整流后供给转子励磁电流的一种励磁方式。原理接线见图 1。其特点是, 除省去励磁机外, 还有类似相复励系统的快速自调节特性。

对于圆柱形转子, 励磁绕组的磁动势不是正弦分布, 而是多级梯形分布, 其中除基波以外, 尚含有三次谐波等分量。气隙的磁导分布在大齿及小齿区是不均匀的, 也可分解为恒定分量和偶数次谐波。磁路的饱和更加剧了这种不均匀度。气隙磁密分布决定于各点磁动势与磁导的乘积, 二者相互作用使气隙磁场的分布含有三次、五次等谐波分量(因为奇数次谐波与偶数次谐波相乘只产生奇数次谐波)。三次谐波绕组的节距为基波极距的 $1/3$, 每三根组成一组。

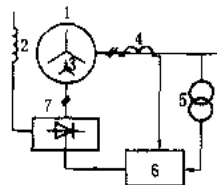


图 1 谐波励磁原理图

1—发电机; 2—发电机励磁线圈; 3—谐波绕组; 4—电流互感器; 5—电压互感器; 6—自动电压调节器; 7—可控硅整流器

图 2 为三次谐波绕组的一相。其三次谐波的感应电动势为一根线棒的三倍, 而基波则相互抵消。当发电机接上负载时, 由于电压调节器的作用, 转子电流相应增加, 使梯形磁动势波中的谐波分量按比例增加。至于其中的基波分量, 由于电枢反应的作用, 其合成磁动势与磁通的大小基本不变, 以维持发电机的端电压不变。但是有功负载产生横轴电枢反应, 对三次谐波磁场有两个作用: 一是横轴电枢反应的基波磁动势与磁导的二次和四次谐波分量相作用产生三次谐波磁密, 与直轴的三次谐波磁密差 90° ; 二是合成主磁通轴线偏离了转子的直轴, 使小齿区的磁通密度提高, 增加了饱和程度, 加剧了磁导分布的不均匀度。这些都使三次谐波绕组的感应电动势随着有功功率的增加而增加, 正好适应发电机励磁的需要, 这就是自调节作用。如果设计得

好, 可使发电机端电压的波动控制在 $\pm 10\%$ 以内, 当电网发生突然短路时也能进行自动强励。采用自动电压调节器, 电压调整的精度更高。

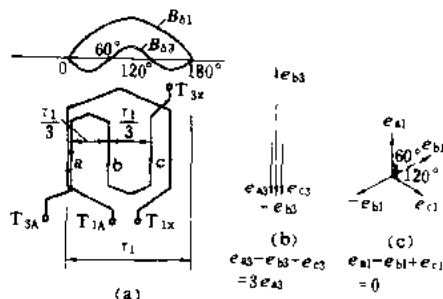


图 2 三次谐波绕组的一相

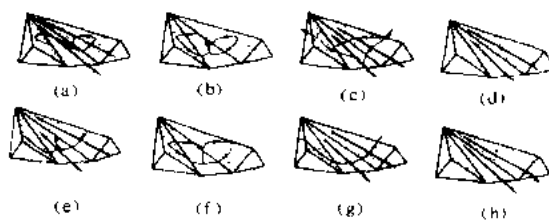
(a) 三次谐波绕组 T_3 与基波绕组 T_1 的关系;

(b) 三次谐波电动势; (c) 基波电动势

三次谐波励磁是在 60 年代发展起来的。由于谐波励磁的理论分析比较复杂, 许多问题, 如不对称突然短路时的强励倍数的计算等问题尚待进一步研究。

shanggu feng

山谷风 (mountain-valley breeze) 由于山坡和谷地在一昼中受热和冷却程度不同而引起局部地区的热力环流, 又称地形风。这种环流随昼夜不同而发生规律性变化。白天, 太阳辐射使山坡增温, 与其接触的空气受热膨胀, 比周围同高度上的空气温度高。在气压梯度力的作用下, 上层空气由山坡水平流向山谷, 然后下沉至谷底, 又由山谷向山坡流动, 再沿山坡上升, 形成低层风由谷底吹向山坡的谷风。夜间, 山坡上的空气由于山坡的辐射冷却而降温较快, 谷中间高度上的空气降温较慢, 于是形成了与白天相反的山风环流。由



山谷风转换示意图

(图中带箭头的细实线为谷风, 粗实线为山风)
(a) 太阳升起, 产生上坡风, 山风继续, 谷冷, 平原暖;
(b) 上午 (9:00 左右), 坡风强, 从山风向谷风转变, 谷温与平原同; (c) 中午和下午早期, 坡风减弱, 谷风充分发展, 谷温高于平原温度; (d) 下午后期, 坡风停止, 谷风继续, 谷温高于平原温度; (e) 晚上, 产生下坡风, 谷风减弱, 谷温略高于平原温度; (f) 前半夜, 下坡风充分发展, 谷风向山风转换, 谷温与平原温度相同; (g) 午夜, 下坡风继续, 山风充分发展, 谷温低于平原温度; (h) 后半夜至早晨, 下坡风停止, 山风充满山谷, 山谷比平原冷

于白天山坡受热所造成的温差比夜间辐射冷却造成的温差大,因此,通常谷风的风速大于山风风速。山谷风的特征与山坡的坡度、坡向和山区地形条件等密切相关。当山谷深,且坡向朝南时,山谷风最盛。山谷风的周期为一昼夜,其变化情况如图所示。

山区复杂的地形造成了复杂的气象特征,因而会出现一些特殊的空气污染形式(见污染气象学)。

熵

熵 (entropy) 不可以转换为机械能的那部分能(不可用能)的量度,是热力状态参数。定义式为

$$dS = \left[\frac{\delta Q}{T} \right]_{\text{可逆}} \quad (1)$$

定义式(1)表示:热力学系统在可逆过程中与外界热源交换的微量热量 δQ 被热源的热力学温度 T 除的商为热力学系统熵的微增量 dS 。 S 为热力学系统的熵,单位是焦/开(J/K)。单位质量的熵称为比熵 s ,单位是 $J/(kg \cdot K)$ 。熵的原意是“转变”。指热量转变为功的能力,定义式(1)是由19世纪中叶德国数学和物理学家R. 克劳修斯(Rudolf Clausius)首先引入的。 S 的中文译名“熵”是由刘仙洲教授命名的。

当热力学系统从状态1到状态2经历一个有限量的状态变化过程时,热力学系统熵的改变为

$$S_2 - S_1 = \int_1^2 \left[\frac{\delta Q}{T} \right]_{\text{可逆}} \quad (2)$$

式(2)提供了确定两个状态之间熵改变的计算方法,而不是熵的绝对值。从熵的定义式可知,可逆吸热过程,系统的熵增加,可逆放热过程,系统的熵减少,可逆绝热过程是一个定熵过程。过程中发生任何不可逆现象都会使熵的增量超过相同条件下可逆过程时的值。

熵作为状态参数可以与温度组成温-熵($T-S$)图(见图)。图中可逆过程曲线与 S 轴之间的投影面积代表热力学系统在过程中与外界交换的热量。 $T-S$ 图广泛用于热力过程和热力循环的分析计算。

对于不可逆过程,根据热力学第二定律可得:

$$dS > \left[\frac{\delta Q}{T} \right]_{\text{不可逆}} \quad (3)$$

将式(1)和式(3)合并,得到普遍关系式为

$$dS \geq \left[\frac{\delta Q}{T} \right] \quad (4)$$

因为孤立系统 $\delta Q=0$, 所以有

$$dS_{\text{孤立系}} \geq 0 \quad (5)$$

式(5)是孤立系统熵增原理的表达式,即:孤立系统

经历可逆过程其熵不变,经历不可逆过程其熵增加,孤立系统的熵永远不会减少。据此可以判断一个自发过程进行的方向。自发过程总是朝着使孤立系统有关物质熵的总和增加的方向进行的,直到熵的总和达到极大值时的平衡态为止。

孤立系统熵的增加意味着做功能力(可用能)损失。做功能力损失的计算式是

$$W_{\text{损失}} = T_0 \Delta S_{\text{孤立系}} \quad (6)$$

式中 T_0 为环境的热力学温度; $\Delta S_{\text{孤立系}}$ 为孤立系统熵增。孤立系统熵增愈多,做功能力损失也愈多,所以孤立系统熵增是衡量做功能力损失的量度。

对物体做功,可以使物体作整体有序运动。通过摩擦,由功变热使物体的内能增加,分子的无序运动增加。就自然界而言,有一种使有序运动变成无序运动的倾向,这与孤立系统熵增原理是一致的。热力学系统的熵是热力学系统中分子无序度的量度。无序度可以用热力学几率(热力学系统在某个宏观状态下所有可能的微观状态总数) Ω 表示。熵与热力学几率的关系是

$$S = k \ln \Omega \quad (7)$$

式中 k 为玻耳兹曼常量。孤立系统进行的实际过程的方向总是从热力学几率小的状态(较为有序的状态)到热力学几率大的状态(更加无序的状态)。

设备运行状态

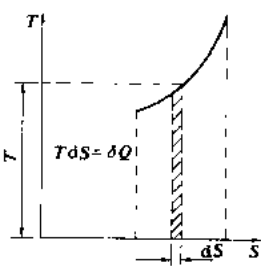
(operating status of equipment) 设备与系统的状态直接关系到电厂的安全,电厂应通过严格的管理规程和技术措施使电厂运行人员明白无误地了解系统和设备状态,并对系统和设备所处状态及状态的改变予以有效地监督和控制,使它们的状态能支持电厂的安全和可靠运行。根据设备所处的不同状况,设备运行状态可区分为运行、停用、备用、热备用、冷备用和检修等几种。它们被广泛用作调度用语、操作用语和用于运行分析。正确理解其概念,对保证调度、操作的准确性和人身、设备的安全性具有重要意义。

运行状态 对电气设备而言,是指已带有电压的状态;对热机设备而言,是指已处于有介质(蒸汽、水、气体、煤、灰、油等)流动或处于已转动的状态。

停用状态 相对于运行状态所指,是离线状态的总称。对电气设备而言,至少是指已与系统解开并已卸去电压的状态;对热机设备而言,至少是指已与系统隔开,无任何介质流动或设备已处于停止转动的状态。

备用状态 设备处于停用状态,但仍受调度或运行人员控制,可以根据运行需要随时将其转变为运行状态。又可分为热备用状态和冷备用状态两种。

热备用状态 对电气设备而言,是指设备处于与



温-熵($T-S$)图

带电部位无明显断开点,且一经合闸能立即带上电压的状态;对热机设备而言,是指设备虽已停用,但仍处于一经打开闸门即可建立压力和流量或一经合闸设备即可转动的状态。

冷备用状态 对电气设备而言是指设备处于和所有带电部位之间(一侧或多侧)有明显断开点(例如:刀闸、熔断器已断开)的状态,但母线电压互感器的高压侧刀闸未断开时,该母线应视作运行状态;对热机设备而言,是指设备已处于泄压(包括强制泄压和自然泄压)、介质已放尽或转动机械的动力源(电源和汽源)已隔离的状态。冷备用状态的概念不可理解为已可检修。热机设备如冷备用时间过长,应考虑进行设备保养(见热机设备停用保护)。

检修状态 对电气设备而言,是指在冷备用的基础上,做好隔离措施,并在设备可能来电的所有各侧(一侧或多侧)挂上了接地线(或接地刀闸已合上)的状态;对热机设备而言,设备本身处于已泄压、介质已放尽(但可能尚有余温),并必须与所有有关介质(汽、水等等)源以闸阀关闭上锁或转动机械的动力源已隔离,并做好安全措施的状态。设备只能在检修状态下才允许检修工作,在批准的检修期限内,检修工作票未终结前,对已经开工的设备,应受检修人员控制,调度和运行人员无权改变设备的状态。

上述状态之间的转换,必须遵循一定的规则,设备从运行状态转换为检修状态时,必须按运行→热备用→冷备用→检修的程序进行;同样,从检修状态转换为运行状态必须按相反程序进行。不允许越级执行,否则将发生设备或人身事故,例如:电气设备处于热备用状态时,不能径直挂接地线,必须先转为冷备用状态,拉开各电源侧刀闸,才能挂接地线,否则将造成短路和人身伤亡事故。以上程序的正确执行,必须由相应的操作制度做出保证。

shè jì róng liáng

设计容量 (designed capacity) 大型火力发电厂可按规划容量一次建成或分期建成。当分期建设时,根据电力负荷、热力负荷和资金落实情况而确定的本期工程的装机容量即为设计容量。

主厂房内各系统和设备的布置按设计容量来设计,但全厂总体规划和厂区分平面布置应按规划容量统一规划、分期实施,以做到全厂生产和生活设施的完整性和总体一致性。电厂的水源、厂内燃料输送系统、铁路、码头、灰场等公用设施,根据资金来源和分期建设进度,可按本期设计容量建设,也可根据需求和可能按规划容量一次建成。

环境保护设计应按电厂分期投产所产生的污染物

与当地其他污染源作统一的规划,若有必要应采取特殊措施,或预留今后装设的位置。其他辅助设施一般按设计容量考虑,但需留有将来扩建的余地。

shè jì yuán shǐ zī liào

设计原始资料 (basic design data) 工程设计所必须的基本资料和原始数据,通常需通过调查、搜集或勘察取得。设备原始资料在可行性研究阶段开始搜集,在初步设计和施工图设计阶段进行补充。不同条件的电厂对设计原始资料有不同的具体要求。

可行性研究阶段 包括:厂址及有关地区的地形、地质、矿藏、水文、气象,和建厂有关的电力系统、燃料供应、交通运输、施工、环境保护,以及居民、村镇、地方工农业发展、文物古迹、特殊设施等基本资料和原始数据。

电力负荷 通过有关电力和计划部门搜集掌握现有电力负荷的性质、分类,近期和远景的负荷调查和预测,电力系统的现状,逐年装机容量,电网的分布和发展等。

地形 需要搜集的资料如表1。

表1 设计需要的地形资料

名称	内容	搜集方式
航测照片	厂区及附近城镇、村寨全貌,比例尺1/1~5万	向测绘部门搜集或自行测绘
地理位置	包括地形等高线、地物、水系、植被、工矿资源、交通线、居民点标高、坐标、经纬度、磁偏角等,比例尺1/5万	向测绘部门搜集
厂区分系图	包括厂区、生活区、水源地、储灰场、铁路专用线和接轨点及周围环境和用地,比例尺1/1万	向测绘部门搜集或自行测绘
厂区地形图	厂区范围内的地形及地面建筑物、有关设施、沟道、树木及其他地物,比例尺1/1~2千	向测绘部门搜集或自行测绘

地质 需要搜集的资料如表2。

表2 设计需要的地质资料

名称	内容	搜集方式
区域地质	建厂地区有关的地质剖面、柱状、地貌成因、地层分布、地质构造等资料及地区的地面稳定性地质评价	向地质勘察部门搜集



续表

名 称	内 容	搜集方式
工程地质	建厂地区的地基岩土层分布,土壤的物理力学性质、地下水位及有关工程地质评价分析,参见岩土工程	向地质勘察部门搜集或自行勘探
水文地质	建厂地区的地下水源储量、开采方式、水质、含水层的分布、渗透性、补给径流、排泄条件、抽水或开采试验水量计算等评价资料。参见水文地质	向地质勘察部门搜集或自行勘探

地震 地震资料需向国家地震部门调查搜集;可根据国家颁发的“中国地震烈度区划图”确定厂址的基本烈度;重要的大型电厂或在“区划图”上界限不明确的厂址,还应由地震及勘测部门进行地震烈度复核或地震安全性评价,并取得主管部门对厂址地区地震基本烈度的鉴定意见。

当设计地震烈度大于或等于7度时,需确定厂址地区是否存在发震断裂;当地基为砂土或轻亚黏土构成时,必须确定地基在地震时有无发生液化的可能。

水文 向水文管理部门搜集地表水文分布状况和河流、湖泊、水库、泉水、淀区、渠道和海水的水位、流量、流速、流向、水温、潮汐、冲刷、淤积、淹没、内涝、含沙量、水质等水文要素,以及草木、冰凌、漂流杂物等特殊情。对河流的最高、最低水位及多年(如:百年)一遇的洪水位,泉水的成因、露头高程、历史变化,水库的面积、使用年限、容积-水位变化曲线,海水的含盐量、潮位、波浪、海岸的稳定性等,做出调查分析。

气象 向气象部门搜集厂区的气温、风速、风向、湿度、降水量、蒸发量、积雪、挂冰、冻土等资料,通过气象统计方法,取得最大、最小和平均保证值、相关值和有关的变化曲线、图表,以及环境保护需要的低空气象资料。

矿藏 调查搜集厂址有关矿藏的分布范围、埋藏深度、地质构造、开采计划、开采量、开采位置和面积、开采工艺、顶板处理方式、地面塌陷变形和对厂址可能产生的影响。

燃料 搜集电厂所用燃料的储量、产量、可供年限、发热量、元素分析、堆积密度;燃料煤的挥发分、颗粒、安息角、可磨系数、对金属的磨损指数,灰的元素分析、熔融温度、比电阻值;燃料油的黏度、凝固点、闪点以及含硫量等。

交通运输 需要搜集的资料如表3。

表3 设计需要的交通运输资料

类别	内 容
铁路	厂址运输所经铁路的线路等级、通过能力、到发线长度和闭塞方式,技术改造计划,专用线接轨车站和接轨点高程,接轨车站的扩充要求及运输管理制度的特殊规定,对大件运输的尺寸、重量限制等
公路	有关公路网的公路等级、路面宽度、结构、坡度、最小弯曲半径、桥涵等级、防洪标准、行车密度、发展改造规划、专用线和干线的连接点位置、里程、高程,专用线占地数量、地质情况,建设材料来源,建设标准,造价,对大件运输的尺寸、重量限制等
水路	海运、河运的通航能力,船舶吨位,通航季节,通航里程,航道状况,运费价格,码头装卸能力,作业时间要求,可供利用的条件,新建码头的可能性及有关的运输管理规定和特殊要求,对大件运输的尺寸、重量限制等

施工 施工场地的位置、面积、地形、交通运输条件,地方材料的产量、价格和供给能力,施工企业人员的技术水平和装备能力以及施工经验,预制件的规范、质量和产量等。

环境保护 厂址有关地区污染情况的调查,环境现状本底资料的搜集,当地对环境保护的特殊要求及工矿、作物和生态环境的保护条件等。

特殊设施 厂址附近的军、民用机场、电台、通信设施对建厂造成的影响和必要的防护要求;当地文物、古迹的分布和埋藏状况,必须采取的保护要求等。

技经资料 如资金来源和有关利率、上网电价、煤价、热价、水价及当地一些建筑材料价格等。

初步设计阶段 除可研阶段已搜集的资料并需补充和勘探外,还应搜集通过招标方式确定三大主机(锅炉、汽轮机、发电机)的初步资料;对于辅助设备,可参考同类型电厂的资料或产品样本。

施工图设计阶段 根据已批准的初步设计,除上两阶段已获得资料外,还需进一步深化,进行必要的详细勘探,同时进行辅助设备的招议标工作;搜集所有设备和材料的详细资料(包括结构外形图,基础荷载图,控制原理图,材料性能、安装、运行和维护说明书等)。

竣工图设计阶段 机组移交试生产后,搜集各参建单位对施工图设计的修改资料。

shuixian tanshang

射线探伤 (radiographic inspection) 利用

射线穿透物质后,在缺陷位置因衰减不同发生强度变化的特点,对构件进行探伤的无损探伤技术,常使用的射线为X射线、 γ 射线、中子射线等。X射线、 γ 射线都是波长很短的电磁波,工业用X射线的波长一般为 $10^{-6} \sim 10^{-10}$ cm,常用 γ 射线的波长为 $10^{-8} \sim 10^{-11}$ cm。两者的区别仅是发生方法不同。X射线是由高速电子束撞击靶面金属激发产生, γ 射线则是放射性同位素衰变时放出。中子是原子核组成部分,在核反应时放出的中子流称为中子射线。这三种射线均易穿透物质。

如图所示,射线在穿透物质过程中,受到吸收和散射,其强度就小于穿透前的强度。衰减程度取决于物质厚度、密度、化学成分及射线种类。当厚度相同的材料中含有某种缺陷,例如气孔时,有气孔部分易于透过。相反,如果材料中混进了容易吸收射线的异物,例如钨等,这些地方射线被吸收较多。因此以强度均匀的射线照射被测的物体时,透过后的射线使特制的照相胶片感光,将胶片显影后就可以得到与材料内部构造和缺陷相对应的黑度不同的图像,即射线底片。通过对底片的观察就可以判别缺陷的种类、大小、分布状况等。因此,射线探伤也可称射线照相。

射线探伤的特点是易于判别缺陷的性质、形状和尺寸,能够给出缺陷的二维图像并可作为永久记录。缺点是探伤装置比较笨重,检测速度慢,成本高,射线对人体有害等。

射线探伤技术要求将被测工件中的缺陷尽可能清晰、逼真地显示在底片上,并保证人身安全。因而要掌握射线与被透射物及感光胶片上的相互作用的感光原理以及缺陷辨认(评片)和辐射防护等主要环节。

感光原理 当射线胶片受到射线源照射时,就会产生“潜影”。把这张胶片进行处理,就会产生可见影像。其影响因素有散射比、底片反差和黑度等。为了缩短曝光时间,往往采用增感屏。要得到良好的探伤底片,必须根据构件的形状大小、材质,选用合适的射线。在一定距离下根据胶片性能,选定适当的曝光时间。

衰减系数 强度为 I_0 的单一波长窄平行束射线透过厚度为 x cm的物体后,其强度为 I ,则穿透率 I/I_0 可由 $I/I_0 = e^{-\mu x}$ 得出。 μ 即衰减系数或称吸收系数。它与射线的种类、能量以及穿透物质的种类和密度有关。射线波长越长、穿透物质的原子序数与密度越大,则相应的衰减系数越大。

黑度 射线作用于胶片的银盐颗粒后,经显影处

理,底片将变黑。如光照强度为 I_0 的可见光透过黑化了的底片后光照强度减为 I 时,则黑度 $D = \lg(I_0/I)$ 。

增感屏 拍摄射线照相底片时,单用胶片感光,效率很低,需要长时间曝光。因此一般将0.03~1mm的金属箔紧贴在胶片两侧,利用射线打在其上产生二次电子使其增强感光,缩短曝光时间,这种金属箔称为金属增感屏,金属增感屏是增感屏的一种。

胶片反差 以曝光量的对数为横坐标,以相应曝光量下的黑度为纵坐标绘成的曲线,称为胶片特性曲线。特性曲线上某一黑度点的斜率 $dD/d(\lg E)$ 称为胶片在此黑度下的反差,以 γ 表示。在一定条件下,胶片的反差与黑度成正比。胶片反差高有利于显示缺陷。

散射比 射线穿透构件时,在构件内部会产生散射X射线和荧光X射线等二次射线,同时与来自胶片背面的物体产生的射线一起作用在胶片上。如果 I_0 是射线直接透射到胶片上某一点的强度,而 I_s 是该点的散射线强度,则散射比 $n_0 = I_s/I_0$ 。构件的厚度越大或射线的照射面积越大,射线的波长越短, n_0 值也越大。散射线对检出缺陷的影响是不可忽视的。

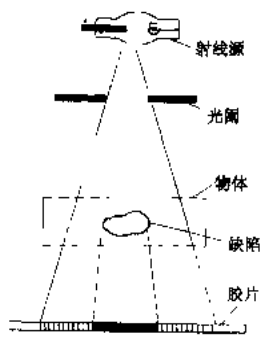
透照反差 吸收系数为 μ ,胶片反差为 γ ,散射比为 n_0 。如果被照构件存在 Δx 的厚度差,则经射线照射后,底片上将产生的黑度差 $\Delta D = 0.434 \mu \gamma \Delta x / (1 + n_0)$ 。 ΔD 称透照反差。

几何不清晰度 引起缺陷模糊的因素很多,大致有因几何条件产生的半影效应、胶片颗粒性、射线能量及散射等。作为几何条件所造成的影响,是由X射线焦点及 γ 射线源(束)的几何尺寸(焦点)有一定大小所致。设焦点尺寸为 f ,焦点到工件距离为 L_1 ,工件厚度为 L_2 ,则最大半影尺寸 $u_1 = f \frac{L_2}{L_1}$, u_1 为几何不清晰度。为了获得清晰的影像,应选用小焦点、大焦距($L_1 + L_2$)透照。

缺陷辨认 有了高质量的探伤底片,还要有良好的评片技术,即正确辨认有无缺陷或缺陷的大小和性质。评片除观察判断外,还要借助于像质计。

像质计 根据像质计在射线底片上显示的图像情况,判断射线最终照相质量的工具。常用的形式是封在塑料片中的一组不同直径的金属丝。每根金属丝对应一个规定的阿拉伯数字,将其置于被透工件表面,在底片上能辨认出的最细金属丝所对应的数字,即为像质指数。像质指数越高,表示透射质量越高。

曝光图 底片的黑度与射线能量、强度、曝光时间以及被透照构件厚度有关。为了使用方便起见,可通过实验,事先做出曝光量(通常以X射线管电流乘曝光



射线探伤原理图



时间表示)与X射线管电压及构件厚度的关系图供查阅。这种图称为曝光图。曝光图是在一定条件下制作的,这些条件包括黑度、X光机型号、增感方式、焦距、被透物质、胶片种类、显影条件等。当实际工作条件与制图条件不同时,必须进行修正。

人身防护 在核反应和电离辐射的量中,剂量当量用 H 表示,其定义为,在要研究的组织中某点处的吸收剂量 D 、品质因数 Q 和其他一切修正因数 N 的乘积,($H=DQN$)。单位名称为希[沃特],符号 Sv , $1Sv=1J/kg$ 。世界各国对辐射防护有严格要求,按照各种条件和人身部位有详细规定,例如一般规定放射工作人员受到全身均匀照射时的年剂量当量不应超过 $50mSv$ 。

射线探伤设备 常见的有X射线探伤机、 γ 射线探伤用的放射性同位素以及加速器和断层扫描装置等。

X射线探伤机 由X射线管和高压变压器组成,有固定式和携带式两种,携带式便于电厂使用,但穿透力较低。按X射线管的阴极发射电流和阳极加速电压分若干规格系列,电压愈高,穿透力愈强。如电压为 $100kV$ 时,可穿透钢材厚度为 $230mm$ 。

γ 射线探伤设备 由产生 γ 射线的同位素与机械设备组成。利用放射性同位素发出的 γ 射线进行的射线探伤。其原理与X射线探伤相同。常用的放射源有钴60,铯137,铱192等。就发出相同级别的波长射线而言, γ 射线探伤的设备要比X射线便宜,且利于搬运。 γ 源的体积小,可以通过导向软管送到预定的部位进行拍照。它不需要外部电源供给,可在野外作业、能进行周向曝光,设备牢靠,操作维护比较简单。有些 γ 射线可以穿透很厚的材料,例如钴60可穿透厚度为 $150mm$ 的钢板。其缺点是不能像X射线那样随意关掉辐射源,需要考虑更多的安全防护措施。所得底片反差不如X射线的好。其穿透能力取决于源的种类而不能随意调节。对于半衰期很短的同位素,还要增加更换源的费用。 γ 源的铅防护容器的重量较大。

加速器探伤设备 用于探伤的加速器有电子加速器和正离子加速器。电子加速器是加速电子的装置,有回旋加速器、直线加速器等,属于X射线探伤设备。电子在加速中产生X射线的能量可达 $3\sim 15MeV$ 甚至更高($20MeV$),可用于探测大厚度(达 $600mm$)构件,主要在重型制造业中使用。正离子加速器是获得加速中子的装置。目前已有携带式的正离子加速器中子探伤设备在核电厂使用。

计算机断层扫描装置 即工业CT装置。可用X射线或中子射线进行构件的计算机断层扫描,可获横截面缺陷照相。目前已在电厂中应用。如火电厂用以检

查高温蒸汽管道,核电厂用中子断层扫描获核燃料堆横截面图像。

渗铝

渗铝 (aluminizing) 使铝元素渗入钢件表面的一种化学热处理工艺。其目的是使表面具有较好的抗氧化性能和耐腐蚀性能。经过渗铝的钢件,表面形成连续致密的渗层。由Al-Fe相图可知,按表层由表向里形成 $FeAl_3$ 、 $FeAl$ 、 Fe_3Al 等金属化合物和 δ -固溶体(铝固溶后的铁素体)。由于碳会降低Al在钢中的扩散速度,所以渗铝多半用于低碳钢构件。常用于火电厂蒸汽锅炉的水冷壁管、过热器管、省煤器管等。渗铝后的水冷壁管的抗硫腐蚀能力大为增加,用于液态排渣锅炉和其他锅炉可使寿命提高几倍。工业上最常采用的渗铝工艺方法有液体渗铝法、固体渗铝法、气相法、热喷涂扩散法等。钢件渗铝工艺的选择必须结合构件大小、结构特征、对渗层深度要求、使用寿命长短等综合考虑。如大型构件,寿命要求长而表面粗糙度要求一般时,可采用液体渗铝法或热喷涂扩散法。对小型构件,要求渗层薄、粗糙度低时可采用固体渗铝或气相渗铝法。

液体渗铝法 又称热浸法。将钢管或铸铁件经预处理后浸入熔融的铝浴内,使其表面被铝元素渗入,并使之达到饱和程度,时间随钢管的管径和壁厚而定,随后按构件运行工况条件选择不进行或再进行扩散退火(对低碳钢温度通常为 $970^{\circ}C\pm 10^{\circ}C$)。扩散退火可进一步提高渗层的深度与均匀性。其退火温度愈高则扩散愈快,但温度过高会使低碳钢晶粒长大,降低其力学性能。对于使用在抗大气腐蚀条件下的构件,可不进行扩散退火。液体渗铝工艺步骤一般为:工件表面去油→酸洗→助镀→烘干→热浸铝→扩散退火等。

出炉空冷的工件在放置时应防止出现渗层破坏或变形。液体渗铝工艺简单,生产效率高,易于机械化连续作业,其缺点是渗层表面较粗糙,均匀性差,夹杂物较多,熔铝用的坩埚易被铝液浸蚀,有害气体污染环境等。在解决了局部防渗铝工艺、渗铝件的焊接工艺以及提高渗铝件处理后的力学性能等问题后,液体渗铝工艺已广泛应用于锅炉管。

固体渗铝法 将构件放在固体粉末渗剂中的渗铝工艺。方法是将要渗铝的构件经预处理后放入装满渗剂的铁箱内,加热到 $900\sim 950^{\circ}C$ 的温度,保持长时间(按要求渗层深度而定)后随后冷却。渗剂一般为Al-Fe合金粉加催化剂(如氯化铵粉末)。固体渗铝后的构件表面光洁致密,具有良好的抗氧化性。低碳钢管渗铝后可用作工业炉管以代替奥氏体耐热钢,其抗氧化温度可达 $800\sim 900^{\circ}C$ 。



shen tou tanshang

渗透探伤 (penetration inspection) 利用液体渗入构件材料表面裂纹等缺陷从而显示缺陷的无损探伤技术。只限于检验表面开口的缺陷,一般分为着色法与荧光法。着色法检验以颜色显示缺陷,荧光法则以荧光显示。按照渗透液的清洗方法不同,又分为水洗型、乳化型和溶剂清洗型三类。

渗透液为表面张力小而且含有颜料(用于着色法)或荧光物质(用于荧光法)的液体,将其喷涂于构件表面,待确保液体渗入表面缺陷后,擦去并清洗干净表面过剩的渗透液,再涂上一层薄薄的吸收物质(显象剂,一般为白色粉末),将渗入缺陷的渗透液吸出来,在白色衬底上便显示出着色的渗透液,即缺陷的形状和位置的图像。如用荧光渗透液则应在紫外线[波长 $(3300 \sim 3900) \times 10^{-9} \text{m}$]下观察,缺陷的图像会被显示得格外清晰。

渗透探伤应用方便,不受材质和构件形状限制,灵敏度高,在电厂可应用于磁粉探伤无法或不便实施的构件,如汽轮发电机护环、汽轮机高压转子叶轮、汽轮机叶片工作面和根部、汽轮机汽缸以及奥氏体不锈钢焊缝等表面裂纹检验。

shengya bianyao

升压变压器 (step-up transformer) 利用电磁感应原理将发电机发出的电能从发电机电压升高至较高电压输出的设备。

发展简史 19世纪80年代初,与采用交流输电同时,就有升压变压器问世,当时高压仅为1.0 kV,容量为5 kV·A,到20世纪初才制成1 MV·A的变压器。此后,升压变压器的容量越来越大,升高的电压也越来越高,到70年代初制造的升压变压器的容量已达1300 MV·A,升高电压到345 kV。现在已能制造1500 MV·A、765 kV三相大型升压变压器与1300 MW的透平发电机相匹配。发电厂采用的升压变压器或联络变压器目前都是用油作冷却和绝缘介质的油浸式或强迫油循环式。油的冷却方式有自冷、风冷、水冷三种。40年代已研制用SF₆取代油,到80年代开始用氟碳化合物作蒸发冷却,但制造容量不大。

中国从50年代初开始试制仿苏设计的电力变压器,50年代末自行设计,60年代中中国制造的变压器继续向高压、大容量发展,70年代初变压器电压等级提高到330 kV,70年代末再提高到500 kV,容量最大的已达三相720 MV·A。

结构 升压变压器广泛采用油浸式电力变压器,主要由导磁的铁芯、导电的低压和高压绕组(参见彩图插页第34页71图)及油箱和散热器或冷却器组成。铁

芯由用0.35mm厚或更薄的冷轧硅钢片叠成的铁柱和铁轭组成。铁柱的截面是近似圆形的多级梯形。绕组取圆筒状,套在铁柱上,其引出线经装在油箱上的套管接出(见输电与配电卷电力变压器)。

型式 按绕组数分,有双绕组、三绕组和自耦三种;按相数分,有三相和单相两种;按调压方式分,有无激磁调压和有载调压两种。

主要参数 额定容量和额定电压是升压变压器的主要参数。与发电机直接连接的升压变压器其额定容量与发电机的额定容量相匹配,并考虑发电机的最大容量。低压侧的额定电压与发电机同,高压侧的额定电压及调压范围和级数按电力系统的要求选定。

选用 一般选用双绕组变压器,如有两种等级升高电压且相互之间有功率交换时,中等容量机组一般选用三绕组或自耦变压器,可节省投资;但大容量机组不采用三绕组升压变压器以避免在低压侧装设造价高的断路器。

当高、中压两级电网均为中性点直接接地系统且两级电网电压之比接近2时,采用自耦变压器较合理。与三绕组变压器相比,自耦变压器体积小、重量轻、损耗小、效率高;缺点是漏阻抗小,单相及三相短路电流大,增加无线电和通信的干扰,并使变压器各侧电气设备价格较贵。因此采用自耦变压器要经过综合技术经济比较。

大容量三相变压器在制造上已无困难,如运输条件允许,一般多采用三相变压器。单相变压器仅在运输条件受限制时采用。

调压 与发电机直接相连的双绕组变压器不需采用有载调压装置,可用调节发电机的电压来改变变压器的输出电压。

三绕组变压器当功率大小及方向变化大,电压偏移超过额定运行电压的 $\pm 5\%$ 时,应采用有载调压装置。目前广泛将有载分接开关装在与变压器油箱分隔开的单独油箱内,防止分接开关经常动作使变压器油质劣化。

冷却 根据升压变压器的容量不同,冷却方式有油浸自冷(ONAN)、油浸风冷(ONAF)、强迫油循环风冷(OFAF)、强迫油循环水冷(OFWF)和强迫油导向循环(ODAF)等。大型电力变压器目前广泛采用强迫油循环风冷系统,比强迫油循环水冷系统工作可靠。

shenghuoshuixitong

生活水系统 (potable water system) 全厂生活用水的取水、水处理、输送、调蓄、热水供应及配水的整个设施。当电厂住宅区靠近厂区时还包括住宅

区的水源供应。

水源选择 当电厂靠近城市时,生活水水源可直接从城市给水管网接引。直流供电的电厂,化学水处理用水、轴承用冷却水及生活用水的水源,一般由循环水系统引接,经统一预处理后分别供给。循环供电的电厂,生活用水一般由补给水系统引接。不管电厂采用何种供水系统,在条件可能时,生活水水源优先选用地下水。

水处理 对于水中用常规处理工艺(混凝、沉淀、过滤)难以去除的某些有机或无机污染物,可利用活性炭吸附进行深度处理,活性炭吸附工艺具有除臭、去色、脱氯、去除有机物、去除重金属、合成洗涤剂的去、病毒的去除及放射性物质的除去等作用。这时饮用水可与一般生活用水分开成为独立的管网。

生活水的消毒,可根据原水水质和处理工艺采用滤前及滤后二次消毒,也可仅采用滤前或滤后消毒。消毒药剂一般采用液氯或次氯酸钠,一般与循环水消毒药剂同一品种。设计的加氯量应根据试验或相似条件下水处理站的运行经验,按最大量确定。一般水源的滤前加氯为 $1.0 \sim 2.0 \text{ mg/L}$;滤后或地下水加氯为 $0.5 \sim 1.0 \text{ mg/L}$ 。氯与水的接触时间不小于 30 min ,一般在蓄水池的进水管加氯。生活水管网末端的余氯量应不小于 0.1 mg/L 。

水量水压 全厂生活水用水量根据全厂职工人数、住宅区人数及用水项目逐项计算后确定。最大小时用水量一般为日平均用水量的 3 倍。所以系统要有水量调节的功能。最常用的方法是根据系统水压调节生活水泵的运行台数,也可以在主厂房屋顶设高位水箱或在生活水泵房设低位压力储水罐进行调节。

生活水系统的水压根据最高用水点所需水压及管网阻力损失而定。一般电厂生活水泵扬程为 $50 \text{ m H}_2\text{O}$ 左右。

shenghuo wushui chuli

生活污水处理 (treatment of sanitary sewage)

用物理、生化等方法对生活污水进行处理,使水质符合有关排放标准的工艺。生活污水主要包括洗涤水、粪便、冲洗水等,一般含有需氧有机物、病原微生物、无机性悬浮物和植物营养物等。需氧有机物包括碳水化合物、蛋白质、油脂、氨基酸、脂肪酸、酯类等,这些物质含量常用五日生化需氧量(BOD_5)表示。病原微生物包括病菌、寄生虫、病毒等。无机性悬浮物含量一般为 $200 \sim 500 \text{ mg/L}$ 。植物营养物包括含氮、磷的物质。

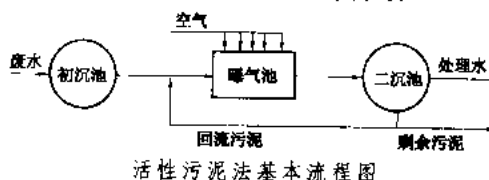
生活污水如不经处理排入水体,会造成水体中悬浮物和生化需氧量增加,导致水体缺氧,影响水生生物

繁殖;污水中含有的病菌和病毒会传染疾病;污水中的氮和磷会引起水体富营养化,促使藻类、水生植物大量繁殖,导致水质腐败、环境恶化,危及水生动物。对于靠近城镇的火电厂,其生活污水一般排入城市下水管网系统,进入城市污水处理厂集中处理;远离城镇的,一般应单位设置生活污水处理站。生活污水处理按其处理程度可分一级、二级、三级三个级别。

一级处理 又称机械处理,主要去除污水中颗粒较大的悬浮物质。一级处理的流程通常为格栅—沉砂池—沉淀池。格栅主要用于拦截污水中大于栅条间隙的漂浮物,一般布置在污水处理站或泵的进水口,以防止管道、机械设备及其他装置的堵塞。沉砂池主要分离污水中粒径较大的砂土等无机悬浮物。沉淀池用来去除水中大部分可沉淀的悬浮固体,作为生化处理的预处理,一般称初次沉淀池。污水经一级处理后,五日生化需氧量(BOD_5)一般可减少 $25\% \sim 40\%$,悬浮颗粒减少 60% 。

二级处理 污水经一级处理后再进行二级处理,以除去污水中胶体状和溶解性有机污染物,使污水进一步净化。二级处理一般用生物化学处理。

生化处理是利用各种微生物将废水中的有机污染物分解并向无机物转化,达到废水净化的目的。一般认为,污水中 $\text{BOD}_5/\text{COD}_{\text{Cr}}$ 大于 0.3 时,易于用生物转化降解。生化处理可分好氧生化处理和厌氧生化处理。对于生活污水通常采用前者。好氧生化处理法有:①活性污泥法:将经一级处理后的污水与回流的活性污泥同时进入曝气池,成为混合液,向池中注入压缩空气进行曝气,使污水与活性污泥充分接触,在充氧状态下,污水中的有机物被活性污泥中的微生物群体分解而降解,污水得到净化,接着活性污泥用沉淀法从已处理过的污水中分离出来,大部分活性污泥回流或循环再用,而过剩的部分作为剩余污泥排出。其流程如图。②生物膜法:利用生长在滤料或某些固体载体上呈膜状的微生物群体来处理污水。典型设备是生物滤池(曝气池)和生物转盘。在生物滤池中污水由上而下流过滤料层与生物膜接触,所需氧气是通过池的内外温差所引起的空气流动来供给,空气可连续通过滤床,使布满在滤料上的含细菌和真菌的生物膜加速生长,从而对污水进行氧化和净化。生物转盘,又称浸没式生物滤池,是通过盘片的不断旋转使生物膜与槽中污水均匀接触,使生物膜直接从空气中得到需要的氧气。



活性污泥法适用于污水量大、浓度高的污水处理。生物膜法适用于中小型污水处理,对冲击负荷有较强的适应能力。污水经二级处理后,可降低污水中90%的生化需氧量与悬浮固体颗粒,出水水质一般可达到国家规定的排放标准。

三级处理 也称高级处理,主要用来去除二级出水中氮、磷营养物及难以降解的物质。主要方法有絮凝、过滤、吸附、离子交换等物化法。三级处理站的基建费和运行费较高,处理工艺复杂,因此,其发展和推广应用受到一定限制,可适用于严重缺水的地区和城市,作为回收废水和充分利用水资源的措施。

生活污水处理技术在火电厂的应用 20世纪70年代以前,中国火电厂的生活污水不经处理就排入城市下水道或附近水体。70年代后,大多数电厂采用化粪池处理。80年代初,随着环保意识的加强,环保标准的严格要求,开始对新建电厂的生活污水设置处理系统。初期,一般均采用处理城市生活污水的活性污泥延时曝气处理系统。运行实践证明,因电厂的某些特定因素,生活污水中的BOD₅、COD含量较低,微生物得不到充足的营养物质而无法维持生存和繁殖,已建成的活性污泥处理系统,绝大多数未能投入正常运转。而采用接触氧化法、氧化塘法等处理生活污水,获得了较为成功的经验。目前有些电厂也有采用凝聚、澄清、过滤、消毒的处理系统来处理电厂生活污水或生活污水和工业废水的混合水,处理后再用于循环冷却水系统的补充水。

shenghuo yinyongshui weisheng biaoqun
《生活饮用水卫生标准》 (sanitary standard for drinking water) 中国在1976年试行标准基础上于1985年正式颁发的国家标准(GB5749-85),是国家为保障居民身体健康,对生活饮用水有害物质的容许含量所作的规定。它既是供水部门的产品质量标准,也是卫生部门开展饮水卫生工作,评价饮用水水质的依据。

标准制定原则 一般遵循三项基本要求:①要求饮用水不含病原体,不致引发传染病;②水中所含化学物质对人体健康不产生急、慢性中毒,致癌,致畸,致变异等;③水的感官性状良好,为人们所采用。

水质标准和卫生要求 标准中水质指标分:①感官性状和一般化学指标,包括色、浑浊度、嗅和味、pH值、总硬度、铁、锰、铜、锌、挥发酚类、阴离子合成洗涤剂、硫酸盐、氯化物和溶解性总固体等15项;②毒理性指标,包括氟化物、氰化物、砷、硒、汞、镉、铬(六价)等7项;③病毒学指标,包括铅、银、硝酸盐等三项标准值和氯仿、四氯化碳、苯比(a)苈、滴

涕、六六六等五项试行标准;④细菌学指标,包括细菌总数、总大肠菌群、游离余氯等三项;⑤放射性指标,包括总 α 放射性和总 β 放射性等两项。

水源选择 标准中规定,新建水厂的水源选择,应根据城乡远、近期规划,历年来的水质、水文和水文地质资料,取水点及附近地区的卫生状况,同时考虑到地方病等因素,从卫生、经济、技术、水资源等多方面进行综合评价,选择水质良好、水量充沛、便于防护的水源。宜优先选用地下水,取水点应设在城镇和工矿企业的上游。

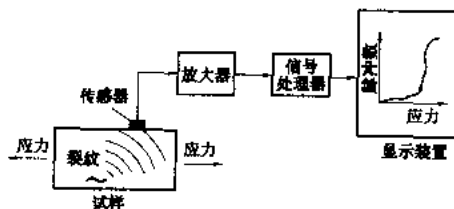
水源卫生防护 生活饮用水的水源,必须设置卫生防护地带。对于用地面水作水源的,取水点上游1000m至下游100m的水域,不得排入工业废水和生活污水等等;对于用地下水作水源的,在单井或井群的影响半径范围内,不得使用工业废水或生活污水灌溉和施用持久性或剧毒的农药,不得修建渗水厕所、渗水坑、堆放废渣或铺设污水渠道,并不得从事破坏深层土层的活动。

水质检验 标准中还对集中式给水和分散式给水水质的检验项目、采样点、采样次数等做了具体规定。

许多国家都有它们自己的生活饮用水标准,世界卫生组织(WHO)制定的生活用水水质的物质允许限量可供各国借鉴和参考。由于标准还要结合国家的具体情况和社会制约因素,因此,同一时期各个国家在标准中规定的项目及其限值不尽相同,如汞,世界卫生组织规定为0.001 mg/L,前苏联规定为0.005 mg/L,美国规定为0.002 mg/L,欧洲共同体规定为0.001 mg/L,中国规定为0.001 mg/L。

shengcishhe

声发射 (acoustic emission) 固体材料或构件因受力产生塑性变形至断裂的过程中,储存的应变能断续地释放发射出瞬态弹性波的现象。通过接收和分析材料的声发射信号可以评定材料的性能或监测构件的破坏过程。



声发射检测系统

上图表示声发射检测原理。材料中裂纹扩展尖端、塑性变形区等声发射源在应力等外部因素作用下产生声发射,被声传感器接收转变成电信号,电信号经放大

后送至处理器,并测量出发射信号的各种特征参数,予以显示和记录。在构件的不同部位设置几个传感器,可检测发射源的部位。声发射技术已应用于球罐等压力容器裂纹生成的在线监测。

图 10-1-12

省煤器 (economizer) 利用锅炉排烟加热给水的受热部件。用来降低排烟温度,提高锅炉效率,节约燃料耗量,故称为省煤器。对于锅筒锅炉,给水经省煤器提高温度后进入锅筒,可减轻锅筒所承受的热应力。按所用材料可分为铸铁式和钢管式两种,电站锅炉多用钢管式;按水的加热程度分为非沸腾式和沸腾式,大型锅炉常为非沸腾式。

钢管式省煤器由并联的蛇形管组成,管子外径为 25~57 mm,壁厚 3~7 mm,一般采用错列逆流布置,以提高换热系数和温压。相对横向节距 s_1/d 与烟速、堵灰和管子支吊结构有关,一般 $s_1/d=2.5\sim3$,相对纵向节距 s_2/d 与弯管半径有关,一般 $s_2/d=1.5\sim2$,甚至更小。对于煤粉炉,为了减轻管子的磨损,有时采用顺列布置。

为了便于检修,省煤器管组高度应加以限制,必要时可将它分成几个管组,管组间留出高度不小于 600~800 mm 的空间。省煤器与空气预热器之间的空间高度,一般不小于 800 mm。

在额定负荷时,省煤器非沸腾部分的水速,不应小于 0.3 m/s,对于沸腾式省煤器,沸腾部分的水速,通常不小于 1 m/s,以免汽水分层。水速也不宜太高,以免增大流动阻力。一般规定,省煤器的水阻力,对于高压锅炉不大于锅筒压力的 5%,对于中压锅炉不大于锅筒压力的 8%。

省煤器蛇形管的布置方式见图,燃油、燃气锅炉可采用蛇形管平面垂直前墙布置,燃煤锅炉因有飞灰磨损问题,宜采用蛇形管平行于前墙的布置。中、小容量的锅炉常为单侧进水,较大容量的锅炉可采用双侧进水。

省煤器及其吊挂管中的水应由下向上流动,防止锅炉启动、运行和变工况时产生蒸汽而造成汽塞,导致管子过热而损坏。

省煤器蛇形管的布置

- (a) 蛇形管平面垂直于前墙;
- (b) 平行于前墙,双侧进水;
- (c) 平行于前墙,单侧进水

沸腾式省煤器的沸腾率一般不大于 20%,过大会使流动阻力剧烈增加。对于锅筒锅炉,沸腾率大于 30%时,出口部分的蛇形管易产生脉动。

为了减轻飞灰对省煤器管的磨损,燃煤锅炉烟速常控制在 7~13 m/s 范围内,对灰分高且磨损性强的燃料取低值。烟速也不宜过低,否则将造成堵灰。为了防止磨损,可加装防磨装置。

现代锅炉已有采用纵向肋片管、螺旋肋片管和整焊膜式受热面制造省煤器,以增大烟气侧的换热面积,节省金属耗量,降低管组高度和减小烟气侧阻力,并可减轻省煤器磨损。采用纵向肋片管省煤器时一般均用顺列布置。

图 10-1-13

失效分析 (failure analysis) 对已损坏的金属构件或设备进行损坏原因分析研究的技术,又称损坏分析。失效分析的目的在于确定损坏的主要原因之后,针对其损坏的本质,包括外部工作条件及材料内部组织性质等影响因素,提出相应的对策和措施以避免同类损坏的再次发生。失效分析的结果可为改进设备或部件的设计、用材和制造质量、经济索赔以及建立新的质量标准和监测方法等提供科学依据。

失效分析的方法 通常是对失效构件或设备(主要是失效体的残骸)进行由表及里的逐步分析。其步骤一般包括损坏金属构件和设备的历史状况(即所经历的使用环境)调查、残骸分析和实验研究等。

历史状况调查 了解失效构件或设备的设计数据、运行历史和工作条件,调查失效过程中的异常现象,并进行失效现场的照相记录。特别要注意收集损坏构件或设备的残骸并加以仔细地保护。

残骸分析 目的是确定构件或设备中首先发生损坏的部位。其内容包括初步检查和选择有代表性的样品。初步检查以肉眼检查为主,确定断裂的先后顺序,找出断裂的上断口和断裂源,对断裂性质做出初步评估,对所有断口和损坏部位进行照相和记录。选择的样品应足以表达构件或设备的失效特征,要注意收集供对比的试样和能说明环境作用的物证,如断口上的腐蚀产物等。

试验研究 包括断口分析、无损探伤、材质分析、应力分析、断裂力学分析以及模拟试验等。断口是失效信息的载体,其形成是材质、应力和环境等综合作用的结果。断口分析包括宏观断口分析和微观断口分析。材质分析和无损探伤主要是研究材料的化学成分、组织结构和性能以及缺陷是否存在等,包括化学成分分析、金相组织分析、物相分析、性能试验及各种无损探伤方法等。应力分析主要是检查和验算失效构件或设备的



受力状态以确定断裂发生的应力。断裂力学分析可为带缺陷构件或设备提供安全运行所能容许的最大缺陷尺寸并估算出带裂纹部件的剩余寿命。模拟试验是根据初步确定的失效原因用模拟构件的受力状况、应力水平、材质条件和工作环境等进行试验,如能再现先前的失效状态,则可进一步确定失效原因。

根据以上各项调查研究和分析试验,综合考虑内外因素,内因是材质和设计制造问题,外因则是运行工况,或二者交互作用,可以确定失效原因。

电厂构件的失效类型 按失效的原因可分为表面损伤失效、断裂失效、变形失效和材质性能变化失效等四种。其中断裂失效造成的危害最大。表面损伤失效为构件或设备在长期工作中因诸如磨损、腐蚀、冲蚀等造成表面状态或部件尺寸超过允许值而失效。断裂失效为构件或设备在运行中因超温、超压、疲劳、应力腐蚀、氢脆、蠕变断裂等造成断裂而失效。变形失效则由于构件或设备的弹性变形、塑性变形、蠕变变形等超过允许值而失效。材质性能变化失效为在长期运行过程中金属组织性能变化诸如石墨化、热脆性等而超过允许值而失效。

火电厂典型金属构件失效分析 常见的有锅炉管爆管、汽轮机叶片的断裂及高温螺栓的脆断等。

锅炉管超温爆管 过热器、再热器或水冷壁管等因运行中超温而造成的锅炉爆管,可分为长期过热爆管和短期过热爆管。长期过热爆管为管子的蠕变破裂,多发生在过热器和再热器,其破口特征为管壁几乎不减薄,破口较小,破口断面呈颗粒状,较平整,除主裂纹外,尚有很多与之平行的小裂纹,裂纹为蠕变裂纹,破口周围有较厚的氧化皮,破口处管径胀粗不大。珠光体钢长期过热爆口处的金相组织一般为铁素体加碳化物、珠光体消失。短期过热爆管为管子因高温拉断机制而爆管,多发生在水冷壁管,其破口特征为管壁减薄呈刀刃状,爆口大而呈喇叭状,管径有明显胀粗,爆口组织按超温温度的高低可有拉长了的铁素体加珠光体组织、铁素体加贝氏体和贝氏体组织,后者为温度超过钢的 A_{c3} 点而造成。超温爆管的原因除错用耐温程度较低级的钢材外,主要由燃烧工况及汽水循环不良等运行原因或锅炉结构不良等设计制造原因造成。

汽轮机叶片疲劳断裂 为叶片失效的较普遍的形式,其断口具有典型的同心圆贝壳纹的特征,在电镜下,为疲劳辉纹,裂纹为穿晶型(有时也有穿晶沿晶混合型),其裂纹源则往往为叶片材料的冶金缺陷,如夹杂物或叶片的制造缺陷等。除材质和制造缺陷等原因外,叶片疲劳断裂的主要原因一般与叶片的设计、结构不合理和运行中所产生的振动有关(见叶片损坏及处理)。

高温螺栓脆性断裂 断口为结晶状脆性断口,断口面较平整,没有明显的塑性变形,对种植式螺栓通常断在种植端的第一扣的螺纹根部。有时断口上还可以看到月牙形的老裂纹。断裂的原因有材质上的,即材料在长期高温运行中产生的热脆性,以及其他原因,如螺栓设计不合理,螺纹光洁度不合要求易造成螺栓和螺母间的咬死,安装歪斜、过紧以及热紧工艺不良等。

火电厂构件和设备的失效会给电厂带来较大的经济损失,有时还会造成严重的人身伤亡,同时也会因非计划检修造成停电损失。因此,失效分析会有较大的经济效益和社会效益。

展望 火电厂金属构件和设备的失效分析工作难度大,尤其是重大事故时。表现在失效过程复杂,影响因素很多。今后对失效分析技术的要求是分析原因定量化,分析失效过程动态化,并做到原因分析和失效预测及预防有机的结合。为此要研究更为可靠的事故记忆装置及更完善的运行状态在线监测装置及诊断技术。

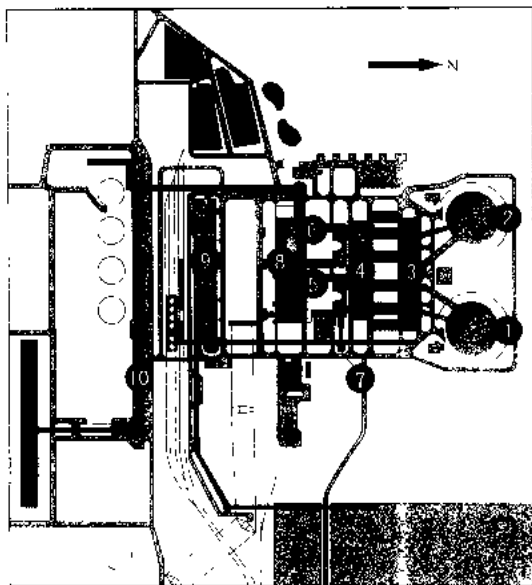
Shwaxapenge Fudanchang

施瓦茨蓬普发电厂 (Schwarze Pumpe Power Station)

又称黑泵电厂(为Schwarze Pumpe的意译)。该厂位于德国史普伦堡(Spremberg)附近,在德累斯登(Dresden)东北60 km处,为新一代的褐煤坑口电厂。电厂装机 2×800 MW,建成后将关闭原有的劳柏格(Laubag)电厂褐煤机组,使当地环境污染大大改善。电厂造价约27亿美元(50亿德国马克)。主设备合同在1992年4月签订,1993年10月25日工程奠基,1、2号机组分别于1997年9月和1998年3月商业运行。电厂外貌参见彩图插页第8页16图。

设计概况 电厂总平面布置图见图。褐煤由矿区铁路运采,卸入东褐煤仓,经皮带运到加工厂,除去金属和杂质。加工后的褐煤,经皮带送到电厂日用煤仓并加以破碎。由阿尔斯通(Alstom)公司所属EVT公司制造锅炉,每炉配有8台N340.43型风扇磨煤机,用炉膛抽出的1000℃烟气将煤的水分由55%干燥到15%,并将煤粉送到低 NO_x 燃烧器去。锅炉考虑有低 NO_x 燃烧系统,使烟气的 NO_x 排放不大于 200 mg/m^3 ,不需再装二次脱硝装置。电气除尘器效率99.9%,出口含尘量低于 50 mg/m^3 。引风机出口烟气经过热交换器,将烟气由170℃冷却到130℃,热交换介质为凝结水,提高了机组效率。烟气脱硫装置采用每机2台Noell-KRC双流湿塔,烟气在塔内分二级冲洗,生产的优质石膏最大为130 t/h,可用作建材,清洁的烟气约70℃由吸收塔排出,进入由GEA公司设计建造的湿式冷却塔(参见彩图插页第45页98图)。用两路波

玻璃钢 (FRP) 烟道将烟气在冷却塔水池上方约 17m 处引入, 在冷却塔中央排出, 以减少烟气与水汽的混合, 减少对塔筒的腐蚀。这种排烟方式, 在德国电厂中已有多年的经验。根据试验, 由于冷却塔水汽量远大于烟气量, 这种排放比使用烟囱排放对环境保护更好, 且由于烟气不需再加热, 因此提高了电厂效率。



电厂总平面布置图

- 1、2 冷却塔; 3 FGD 装置; 4 电除尘器;
5、6—锅炉房; 7—辅助锅炉; 8—汽机房; 9 石膏
储存厂房; 10—输煤皮带

锅炉 由 EVT 公司生产, 2420 t/h, 26.8 MPa, 547/565℃, 塔式炉, 螺旋管圈水冷壁; 炉膛断面 24 m × 24 m, 炉高 161 m。

热负荷 生产用汽 0~800 t/h, 设计按 400 t/h; 用热量 0~120 MW, 设计按 60 MW。生产用汽在汽轮机中压缸出口 0.45 MPa 处抽出。当用汽量 400 t/h, 供热量 60 MW 时, 电厂总热效率为 52%; 当用汽量增到 500 t/h 时, 热效率达 55%; 当凝汽运行时, 电厂热效率为 41%。

汽轮机 由 Siemens 公司生产, 为 HMN 系列四缸结构, 800 MW, 26.0 MPa, 545/560℃。汽轮机叶片型线按三维设计。设有实时的状态诊断装置。汽轮机有高的可靠性, 第一次揭盖检修预计在 10 万 h 或 12 年运行以后, 全部轴承座设在基础上, 而不是设在汽轮机缸体上。由于生产用汽 400 t/h, 低压缸排汽量减少到凝汽运行时的 2/3, 故采用排汽面积为 4 × 10 m², 背压为 1 kPa。经比较, 采用了变速循环水泵。

发电机 为 Siemens 公司 THDD 系列, 视在出力 1030 MV · A, 为世界上迄今最大的全氢冷发电机。

• 652 •

热工仪表和控制 采用 Siemens 公司 teleperm XP 系统。子系统包括 AS620 自动系统, OM-650 操作和监视系统, ES680 工程师站, Sinec HIFO 总线系统和 DS670 诊断系统。全厂有 2 个值班控制点, 一个是机组集控室, 一个是输煤和石膏系统控制室。每台设 2 个运转员台, 每台有 3~4 个 CRT, 同时有 2 个大屏幕显示器; 对厂用设施和公用系统还有 3 个大屏幕显示器。

运行要求 预计机组承担基本负荷, 每年运行 8000 h, 2500 h 为满负荷。每年冷启动 5 次, 温态启动 15 次, 热态启动 30 次。参与调频, 要求在 30 s 内能调节额定负荷 5%, 约 40 MW。为此, 采取了特殊措施: 生产抽汽可以用关断阀在 3 秒内关闭; 供热抽汽, 4 号低压加热器和给水箱的蒸汽设有关断阀。

全厂共 317 人, 其中有 28 人为轮训人员。

厂房建筑设计 为了与周围环境相协调, 厂房全部用不锈钢护板, 极有建筑特色。厂内最大噪声不超过 10 dB, 在冷却塔周围设有消声护栏。

该电厂的建设和运行, 已成为在东德地区大型褐煤电厂的一个里程碑。

shikongq

湿空气 (moist air) 干空气与水蒸气的混合物。所谓干空气就是不含水蒸气的空气。实际上, 大气中一般都含有或多或少的水蒸气。在工程上也广泛使用湿空气作为工作介质, 例如利用未饱和空气掠过物体使之干燥的物料干燥过程, 电厂循环水的冷却过程等, 这些都需要用到湿空气方面的知识。

饱和湿空气与未饱和湿空气 饱和湿空气是指其中水蒸气分压等于该温度下水蒸气的饱和压力的湿空气, 而未饱和湿空气则指其中水蒸气分压低于该温度下的饱和压力的湿空气。

绝对湿度与相对湿度 绝对湿度是指单位容积湿空气中所含水蒸气的质量, 故绝对湿度也就是湿空气中水蒸气之密度, 即

$$\rho_v = \frac{m_v}{V}$$

相对湿度是指实际绝对湿度和相同温度下可能达到的最大绝对湿度 (即饱和空气的绝对湿度) 的比值, 用 φ 表示, 即

$$\varphi = \left(\frac{\rho_v}{\rho_{v,\max}} \right)_T = \left(\frac{p_v}{p_{v,s}} \right)_T$$

相对湿度表示湿空气接近饱和空气状态的程度, 故相对湿度也称饱和度。

相对湿度也可表示为未饱和空气中水蒸气的分压力 p_v 与饱和空气中水蒸气的分压力 $p_{v,s}$ 之比, 即

$$\varphi = \left(\frac{p_v}{p_{vs}} \right)_T$$

露点、干球温度与湿球温度 露点 (t_d) 指湿空气在等压下冷却, 其中水蒸气开始凝结时的温度。该温度可用露点仪测定。

干球温度 (t) 指湿空气的正常温度, 可用普通温度计放入湿空气直接测定。

湿球温度 (t_w) 则指温度计的测温包上包有下端浸泡在水中的湿纱布时, 倘若流过湿包表面的湿空气流速不低于某一最小值时温度计上的读数, 此温度一般介于露点与干球温度之间。用干球温度和湿球温度可以确定湿空气的相对湿度。由干一湿两个温度计组成的温度测定仪, 称为干湿球温度计。

含湿量与焓 含湿量 (d) 也称比湿, 定义为在给定的混合物体积 V 内的水蒸气质量 m_v 与共存于同体积内干空气的质量 m_a 之比, 即

$$d = 1000 \left(\frac{m_v}{m_a} \right)_{V,T} = 1000 \left[\frac{\frac{m_v}{V}}{\frac{m_a}{V}} \right] \\ = 1000 \left(\frac{p_v}{p_a} \right)_T \quad \text{g/kg 干空气}$$

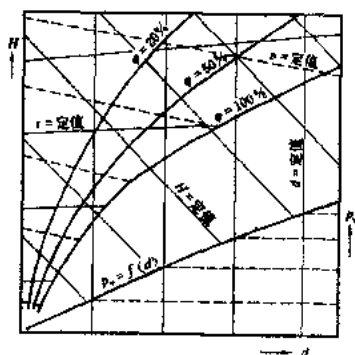
或者用水蒸气、干空气的分压力 p_v 和 p_a 表示时,

$$d = 622 \frac{p_v}{p_a} = 622 \frac{p_v}{p - p_v} \quad \text{g/kg 干空气}$$

式中 p 为湿空气的总压力, $p = p_v + p_a$ 。

焓 (H) 指含湿量为 d 的湿空气的焓, 是以 1kg 干空气为基准的, 它等于 1kg 干空气的焓 h_a 和与之共存的 d g 水蒸气焓之和, 即 $H = H_a + 0.001d h_v$ 。

焓-湿 ($H-d$) 图 为了便于确定湿空气的各状态参数及有关湿空气过程的分析计算, 绘制了以焓 (H) 为纵坐标, 含湿量 (d) 为横坐标的焓-湿图 (见图)。图中绘出了湿空气各主要参数 H 、 d 、 t 、 φ 、 V 的定值线。为了使曲线表示清晰起见, 两坐标轴做成 135° 的夹角。图中 100% 的定相对湿度线上的各点表示不同温度的饱和湿空气, 称为饱和湿空气线; 在饱和湿空气线的



焓-湿 ($H-d$) 图

上方 ($\varphi < 100\%$) 表示未饱和空气。图的右下方绘出了水蒸气的分压力和含湿量的换算关系曲线, 即 $p_v = f(d)$ 。

shikongqiao ping xunhuan

湿空气透平循环 (cycle of humid air turbine)

1983 年由 Y. 莫利 (Y. Mori) 提出的一种以湿空气和燃气两种流体为工质的燃气-蒸汽联合循环, 简称 HAT 循环。循环系统如图 1 所示。从主体结构上看, 它与有中间冷却器的回热式复杂的燃气轮机循环相似。该循环在高、低压压气机之间增设了空气间 cooler 11, 在高压压气机之后增设了后 cooler 10; 在回热器之后增设了排气给水预热器 7; 在后 cooler 与回热器之间增设了蒸发饱和器 8。软水经空气间 cooler、后 cooler 和排气给水预热器分别加热后混合在一起, 被喷射到蒸发饱和器 8 的顶部, 并与由高压压气机供来的高压空气逆流接触, 进行蒸发, 使高压空气的温度降低, 成为空气与水蒸气的混合物, 随后, 这股湿空气经回热器的加热升温后, 被送到燃烧室 5 中去, 用天然气或燃油加热。此后, 在湿空气透平 3 中膨胀做功。膨胀后的低压高温工质在回热器和排气给水预热器中释放余热后, 由烟囱排向大气。

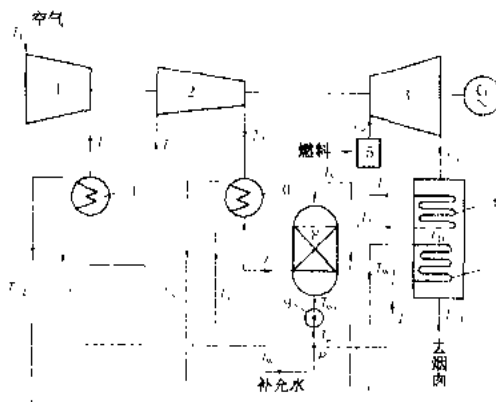


图 1 HAT 循环的热力系统

- 1—低压压气机; 2—高压压气机; 3—湿空气透平;
4—发电机; 5—燃烧室; 6—回热器; 7—排气给水预热器; 8—蒸发饱和器; 9—回水泵; 10—后 cooler;
11—空气间 cooler

这种循环的主要优点是: ①像程氏双流体循环那样, 工质在湿空气透平中膨胀做功, 可以省掉常规联合循环中的汽轮机及其系统, 简化整个装置; ②压气机的压比很高时, 也能用回热器来回收燃气轮机的排气余热; ③从空气间 cooler 和排气给水预热器中回收的低温低品位的热能, 都能被利用来参与循环过程, 为提高循环热效率提供了条件; ④由于透平工质流量的大幅度

增加,以及蒸汽具有做功能力大的特点,同时中间冷却方案可以减少空气的压缩功,因而循环的比功很大;⑤湿空气中含有大量的水蒸气,能抑制 NO_x 的生成。其主要缺点则与程氏双流体循环相似,即:由于随燃气排向大气的水蒸气难于回收,需要设置较大容量的水处理设备,以便连续地向系统补充软水。

当设定了大气温度 T_1 、低压压气机的等熵效率、高压压气机的等熵效率、燃烧室的效率、各部分的流阻损失系数、湿空气透平的等熵效率以及高、低压压气机之间压比的分配规律之后,HAT循环的供电效率 η 和比功 w 只是总温比($\tau=T_3/T_1$)、总压比(ϵ)、回热器的回热度(U)和喷水蒸发掺混倍率 χ 的函数。式中 T_3 是燃烧室出口处湿空气的绝对温度。 χ 是指在蒸发饱和器中因喷水蒸发而进入空气的水蒸气的质量倍率,一般不宜超过0.4。

图2~图5中分别给出了 $\eta=f(\epsilon, T_3)$ 、 $\eta=f(\epsilon, \chi)$ 、 $\eta=f(\epsilon, U)$ 和 $w=f(\epsilon, T_3)$ 的变化关系。由图可见,随着 T_3 、 χ 的增高, η 和 w 将相应地增大,但 ϵ 则有一个随之增大的最佳压比 ϵ_q 和 ϵ_w 值,其值要比简单循环燃气轮机的大,例如:当 $T_3=1473\text{ K}$ 、 $\chi=0.28$ 、 $U=0.65$ 时, $\epsilon_q=30\sim40$ 。当 U 值增大时, η 也将增高,但最佳 ϵ_q 值却是下降的。计算表明:倘若压气机的等熵效率增至0.88,湿空气透平的等熵效率增

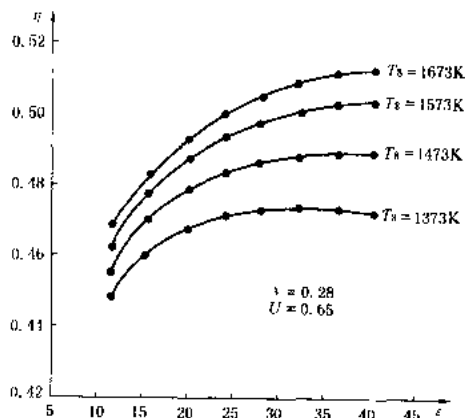


图2 $U=\text{const}, \chi=\text{const}$ 时, $\eta=f(\epsilon, T_3)$ 的关系

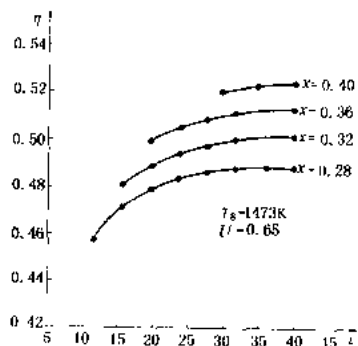


图3 $U=\text{const}, T_3=\text{const}$ 时, $\eta=f(\epsilon, \chi)$ 的关系

至0.92, $U=0.85$, $\chi=0.4$, $T_3=1673\text{ K}$, $\epsilon=40$ 时,HAT循环的 η 可以高达0.59以上。通常,HAT循环的供电效率要比余热锅炉型联合循环高5%左右;在50%负荷时,则会高20%。

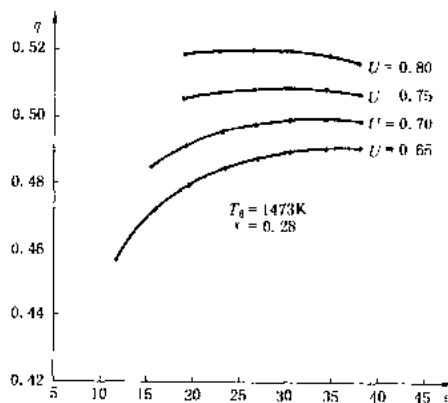


图4 $T_3=\text{const}, \chi=\text{const}$ 时, $\eta=f(\epsilon, U)$ 的关系

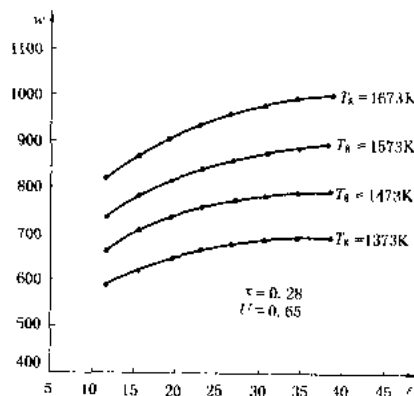


图5 $U=\text{const}, \chi=\text{const}$ 时, $w=f(\epsilon, T_3)$ 的关系

HAT循环也能用于整体煤气化联合循环中,简称IGHAT,有利于提高供电效率,并使发电成本适当降低。

参考书目

- 焦树建, HAT循环的热力学分析, 燃气轮机技术, 1995.8 (2): 1~11
焦树建, 段志鹏, HAT循环热力参数的优化选择, 燃气轮机技术, 1995.8 (2): 25~30

shishichuchengqi

湿式除尘器 (wet type dust scrubber)

用水或其他液体形成的液网、液膜、液滴与含尘气体接触,通过惯性碰撞、扩散、拦截和沉降作用而捕集尘粒的除尘器。它的结构简单,无转动部件,造价低,安装、维护、管理均较方便,能适应高温高湿气体以及黏性大的粉尘,又能净化部分水溶性有害气体。但需消耗一定

水量和增加污水处理工作;排气温度低,不利于烟气扩散;湿灰利用较困难;对憎水性、水硬性的粉尘不适应,对腐蚀性烟尘需有防腐措施。火电厂中常用的湿式除尘器有:旋风水膜除尘器、斜棒栅除尘器和文丘里管除尘器。

旋风水膜除尘器 俗称捕滴器,由圆柱形或圆锥形的筒体、供水装置、水封排灰器等组成,如图1所示。含尘气体从下部切向或蜗壳形入口以 $18\sim 24\text{ m/s}$ 速度进入筒体,形成旋转上升气流,尘粒和灰水滴借助于含尘气体旋转运动中产生的离心力,趋向并黏附在器壁的流动水膜上,再汇入底部的水封排灰器(又称水封锁气器)后排出除尘器,净化后的气流从上部排出。筒体内径 D 有 $\phi 2500$ 、 $\phi 3010$ 、 $\phi 4000$ 、 $\phi 4500$ 、 $\phi 5000\text{ mm}$ 几种规格,水膜段高度 H_1 、 H_1/D 、进口烟气速度 v 是影响除尘效率的主要因素。一般 $H_1/D=2.5\sim 4.0$; $v=20\sim 22\text{ m/s}$,除尘效率 $\eta=85\%\sim 90\%$ 、水耗 $L=0.08\sim 0.20\text{ kg/m}^3$ (标),阻力损失 $\Delta p=600\sim 1200\text{ Pa}$ 。

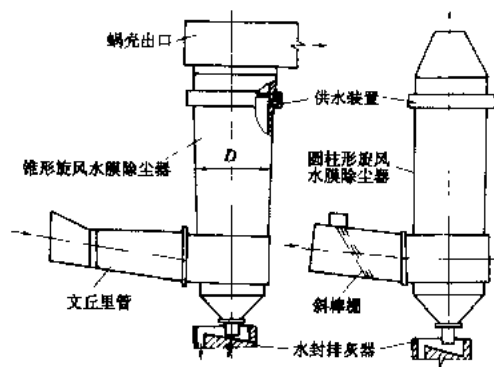


图1 湿式除尘器

斜棒栅除尘器 由卧式洗涤栅除尘器演变而成,即在旋风水膜除尘器进口短管处错列布置 $4\sim 6$ 排与进口短管底壁成约 40° 倾角的圆棒(称斜棒栅),斜棒栅前装有雾化喷嘴,顶部有溢流式稳压水使圆棒表面布满流动水膜,含尘气流以 $10\sim 14\text{ m/s}$ 速度与雾化水滴碰撞,再通过错列布置的斜棒栅,尘粒在惯性碰撞、扩散、拦截作用下黏附在斜棒栅上,随水膜流入旋风筒(见图2)。越过斜棒栅的灰水滴进入旋风水膜除尘器净化。该除尘器耗水量较大(斜棒栅水耗 $0.20\sim 0.35\text{ kg/m}^3$ (标),捕滴器水耗 $0.08\sim 0.20\text{ kg/m}^3$ (标),但烟气带水比文丘里管除尘器少。除尘器总阻力约 $800\sim 1500\text{ Pa}$ 。除尘效率可达 $93\%\sim 95\%$ 。

文丘里管除尘器 在旋风水膜除尘器前加装文丘里管而

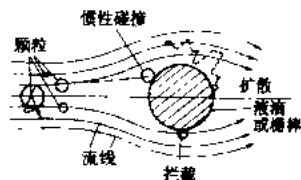


图2 水滴或棒栅的捕尘机理

成。文丘里管有矩形断面或圆形断面;可卧式或立式布置。火电厂采用的文丘里管大多是矩形断面卧式布置,喉管处气体速度为 $50\sim 70\text{ m/s}$,水耗为 $0.13\sim 0.21\text{ kg/m}^3$ (标),阻力约 $200\sim 300\text{ Pa}$,加旋风水膜除尘器总阻力为 $800\sim 1700\text{ Pa}$,除尘效率达 $92\%\sim 95\%$ 。烟气与雾化液滴之间的相对速度,液滴的总比表面积是影响除尘效率的主要因素。试验认为,液滴粒径为粉尘粒径的 150 倍时,液滴捕尘效率最佳。

Shiheng Fadianchang

石横发电厂 (Shiheng Power Plant) 位于山东省济南市西南方向约 100 km 处的肥城县石横镇,东与泰安市肥城煤矿区毗邻。石横发电厂分为甲乙两站,其中,甲站装有 4 台机组($2\times 25\text{ MW}+1\times 35\text{ MW}+1\times 50\text{ MW}$)于60年代末相继投产。乙站装机容量为 $4\times 300\text{ MW}$ 。

一期工程 $2\times 300\text{ MW}$ 机组。该工程系从电厂设计、设备制造、施工安装、到电厂运行全面引进技术。由中国自己建成的第一座现代化燃煤电厂,于1984年5月1日开工,1、2号机相继于1987年6月30日和1988年12月16日投产发电。

电厂设计引进美国依柏斯公司(EBASCO)设计技术,概念设计在美国进行,施工图设计在国内进行。三大主机设备分别从美国燃烧工程(CE)公司、西屋(WH)公司引进制造技术,由上海锅炉厂、上海汽轮机厂和上海电机厂制造,其中部分部件直接采购。辅助设备或直接从世界各国采购,或引进技术由中国制造。蒸汽参数汽轮机为 16.67 MPa , $537/537^\circ\text{C}$,锅炉为 18.29 MPa , $540/540^\circ\text{C}$ 。

作为第一台样机,机组的设计主要遵循了美国和国际标准。主厂房采用钢结构、全封闭、微正压、内设自动空调、自动灭火系统等,均为中国首次采用。锅炉、汽轮机、发电机分别配有炉膛安全监控系统(FSSS)、汽轮机数字电液控制系统(DEH)、机炉协调控制系统(CCS)和各种连锁保护共 40 项,每台机组配备FOX-1A型厂级计算机。

机组的辅助系统如输煤、除灰除渣、化水处理、凝结水处理、废水处理、锅炉吹灰等系统均采用顺序控制。还配备了烟气遥感监测装置和大气监测装置。

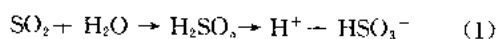
二期工程 $2\times 300\text{ MW}$ 机组仍是由上海锅炉厂、上海汽轮机厂和上海电机厂制造的同型机组。整个工程的设计、制造、施工、调试和运行全部由中国有关部门承担,并在一期工程基础上做了一些改进,特别是自动化水平较一期有了较大的提高。主厂房布置沿袭一期格局,与一期直接相连。两台机组分别于1997年5月和11月投产。

运行实绩 一、二期4台机组1998年的年发电量为610410 MW·h,平均供电煤耗率为348 g/(kW·h)。

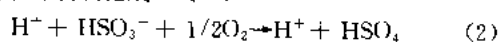
shuishi xidita yangqi tuoliu

石灰石洗涤法烟气脱硫 (limestone scrubbing flue gas desulfurization) 用石灰石粉制成浆液作为吸收剂的烟气脱硫工艺。脱硫产物为二水石膏($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$),可抛弃处置或回收利用。该法是当今烟气脱硫工艺中应用最为广泛的技术。截止1993年,采用这一方法脱硫的机组容量占安装烟气脱硫装置机组总量的80%。其主要优点是:①脱硫效率高,可达95%以上;②吸收剂利用率高,Ca/S摩尔比一般为1.05~1.10;③对煤种的适应性好,尤其适用于高硫煤;④吸收剂来源广、价格低;⑤工艺成熟,可用率高。此法的不足之处是:①属湿法,有一定量的废水排出;②单位建设投资较高,占地面积较大;③吸收塔出口烟温较低。

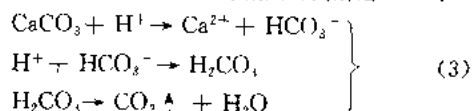
基本原理 烟气中的 SO_2 溶解于水,生成亚硫酸并离解成 H^+ 和 HSO_3^- :



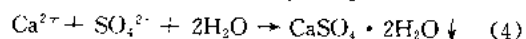
溶液中的 HSO_3^- 被烟气中的氧和氧化风机送入的空气中的氧化成 SO_4^{2-} :



吸收剂石灰石在微酸性溶液中溶解并离解出 Ca^{2+} :



当溶液中 Ca^{2+} 和 SO_4^{2-} 离子达到一定的过饱和浓度时,就结晶生成石膏($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$):

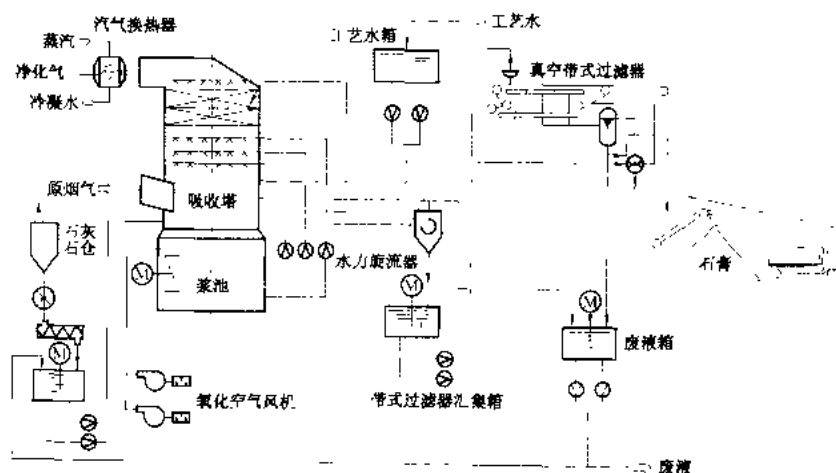


SO_2 吸收反应在吸收塔中完成,而 HSO_3^- 氧化、 CaCO_3 溶解和 CaSO_4 结晶沉淀过程均在吸收塔下部的氧化槽中完成。

工艺流程 石灰石洗涤法烟气脱硫系统主要由吸收剂制备、吸收和氧化、烟气再加热和石膏回收/抛弃等部分组成,工艺流程见图。

吸收剂制备 将块状石灰石磨制成90%通过325目筛(44 μm)或250目筛(61 μm)的石灰石粉,加水制成含固量15%~30%的浆液,然后用泵打入氧化槽。石灰石的磨制一般采用湿式磨机,但也有用干磨的。

吸收和氧化 吸收塔和氧化槽是湿式石灰石烟气脱硫系统的核心设备。在吸收塔内,烟气与吸收液按逆流或顺流充分接触。液气比为8~25 L/ m^3 ,接触时间一般为2~5 s, SO_2 即完成(1)式的反应。在氧化槽内完成(2)、(3)及(4)式的反应过程。浆液在氧化槽内的停留时间一般为4~6 h,氧化空气的加入量按O/ SO_2 摩尔比为0.75~1.0进行控制。处理后的烟气经二级除雾器,去除烟气夹带的酸性雾沫,使残余雾沫不超过100mg/ m^3 。然后进入烟气再加热器或直接排放。



石灰石洗涤法烟气脱硫工艺流程图

常见的吸收塔塔型主要为喷淋空塔和填料塔,双回路吸收塔、喷射鼓泡塔、液柱塔也得到工业应用。

(1) 喷淋空塔 湿法FGD中的主流塔型,一般设3~6个喷淋层。烟气由喷淋区底部进入,与喷淋液逆向接触。空塔风速一般为3 m/s左右。喷淋塔的优点是塔内部件少,结垢可能性小,运行可靠性高。

(2) 填料塔 采用塑料隔栅作填料,增加了气、液两相的接触时间,可获得较高的脱硫率。一般采用高流速顺流布置方式。烟气流速为4.5 m/s,吸收塔压降较小。

吸收塔、烟道的材质、内衬或涂层均影响脱硫装置的使用寿命和造价。吸收塔入口区及其烟道,因烟温较高(120~160℃),一般采用耐蚀合金钢或碳钢涂耐热玻璃鳞片树脂。吸收塔其余部分和出口烟道可选用合金钢、碳钢内衬橡胶、碳钢内涂玻璃鳞片树脂等。

烟气再加热 吸收塔出口烟气温度一般可降低至45~60℃,达到饱和含水量。是否对脱硫烟气再加热,主要取决于各国的环保要求。如德国明文规定烟囱出口的最高温度为72℃,以保证烟气扩散,防止冷烟雾下沉;而美国则对烟道和烟囱采取防腐措施,不对烟气进行再加热。

烟气再加热器有蓄热式和非蓄热式两种形式。蓄

热式工艺就是利用吸收塔进口的热烟气加热冷烟气，统称气/气换热器（GGH），又可分为回转式、板式和管式换热器，都是通过载热体或载热介质实现热量的传递；非蓄热式工艺是通过辅助能源——蒸汽、天然气等将冷烟气重新加热，能耗较大。

石膏回收/抛弃 依据副产物石膏的市场销售前景和堆放场地条件等因素，可因地制宜地选用石膏回收或抛弃系统。选用抛弃法时，可将石膏浆液直接排入灰场堆放；采用回收法时，石膏浆首先进入水力旋流器，浓缩至含固量为40%~60%，然后再进入真空皮带脱水机或离心脱水机，使石膏的含水量降至10%，输送至石膏仓中储存。

历史和发展 湿式石灰石烟气脱硫工艺最早商业应用于20世纪70年代初。发展初期，主要采用石灰作吸收剂。系统设置有独立的烟气预冷却洗涤塔、二氧化硫吸收塔、氧化槽等大型设备。氧化时还要添加硫酸。故系统复杂，设备投资高，占地面积大，可靠性差。80年代后脱硫吸收塔已成为集预洗涤、冷却、吸收、氧化于一体的装置，并改用廉价的石灰石取代了石灰。系统中的结垢、堵塞和材料损坏等问题也逐步得到解决。

当前，世界各国仍致力于降低湿法工艺装置的造价和运行费用的研究。研究路线综合起来可分为：一是保持原有湿法的高脱硫率，高石膏质量，通过提高空塔流速，采用超细石灰石粉，提高喷雾效果、强化传质反应等技术措施，进一步降低设备投资和运行费用，被称为“先进、低价、高效的湿式FGD系统”；二是适当降低湿法的脱硫率，通过提高流速，缩小吸收塔容积等措施，降低FGD装置的一次性投资和运行费用，被称为“简易或紧凑型湿式FGD系统”，以适应发展中国家对脱硫技术的需求。

sh hushu zhibe- xitong

石灰石制备系统 (limestone handling system)

为流化床锅炉和湿法烟气脱硫塔制备质量和粒度符合要求的石灰石的设备组合。对石灰石品质的关键要求是石灰石中碳酸钙的含量（即纯度）。一般要求碳酸钙的含量不低于90%，另外还要求石灰石具有较好的活性和较小的硬度。流化床锅炉和湿法烟气脱硫两者的工艺流程不尽相同，所以对石灰石的制备要求也就不同。在流化床锅炉中，只需将石灰石磨制成一定粒度，并满足一定级配要求的石灰石成品即可送入锅炉炉膛燃烧，对湿法烟气脱硫而言，则必须把石灰石制成浆液，才能送入脱硫吸收塔。

流化床锅炉的石灰石制备系统 系统的作用是把石灰石破碎、筛分、制成符合要求的石灰石成品送入炉膛。根据石灰石的不同供应情况可分别采用三种方式：

第一种，从石灰石矿采出，未经破碎，直接供给电厂石灰石大块（其直径一般都超过30mm），运到电厂后，先经过一级破碎机，破碎至中等粒度，送到粗石灰石仓储存。从粗石灰石仓出来的石灰石经皮带式给料机送入二级破碎机破碎至合格的石灰石成品（一般最大粒径为1~2mm，并满足一定粒度级配分布要求）合格的石灰石成品，通过仓泵气力输送至石灰石成品仓储存。储仓中的石灰石成品，根据脱硫的需要量，由给料机计量给入石灰石输送管道，再由高压风通过管道送进炉膛。

一级破碎机一般采用锤击式或环锤式破碎机，二级破碎机一般采用棒磨机或双齿辊式破碎机。

第二种，石灰石从矿中开采出来经初步破碎，达到一定的粒度（约10mm左右）后，再运到电厂。这时，系统中就可以取消一级破碎机，而仅保留二级破碎机及以后的系统。

第三种，从石灰石矿开采出的石灰石，已经在电厂以外加工成能满足要求的成品石灰石粉，只需把成品粉送到电厂的石灰石粉仓储存，粉仓以后的系统仍与第一种方式相同。

湿法烟气脱硫的石灰石制备系统 作为湿法烟气脱硫工艺的吸收剂，石灰石是以浆液的形式送入吸收塔。石灰石浆液的制备有两种方式，一种是湿式制备，一种是干式制备。

湿式石灰石浆液制备方式 采用这种方式时，设备一般布置在脱硫装置区域。从矿山运输到石灰石制备车间的块状石灰石，经破碎（块度大时需二级破碎）、储存、计量，再送至湿式石灰石球磨机加水进行磨制。磨制出的石灰石浆液经水力分离，其中满足细度要求的浆液储存起来，经泵送入吸收塔；另一部分不满足细度要求的浆液，再返回球磨机磨制。经磨制合格的浆液含固量一般为20%~30%，石灰石粉的细度一般满足60μm90%通过的要求。

干式石灰石粉制备方式 这种方式一般将设备布置于矿山附近。从矿山开采的满足质量要求的石灰石块，经破碎（需要时多级破碎），送入干式石灰石球磨机，球磨机磨制的石灰石粉经气力输送到旋风分离器分离，不满足细度要求的石灰石粉返回磨机继续磨制，而满足细度要求的石灰石粉则储存起来。石灰石粉的细度一般也可满足60μm90%通过的要求。磨制合格后的石灰石粉再运输至电厂脱硫装置并储存起来，使用时将石灰石粉加水混合成所需浓度的石灰石浆液送到吸收塔。

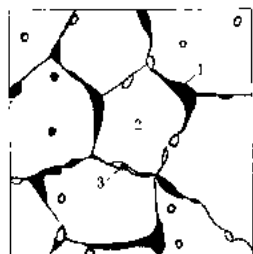
针对目前中国的实际情况，还没有商品石灰石市场，而购买块状的石灰石则相对容易一些。湿式石灰石制备工艺磨制的浆液，反应性较干式石灰石制备的浆

液稍显优势,但需综合设备投资、运行及管理成本和石灰供应情况,通过技术经济比较后决定。

· michuo

石墨化 (graphitization)

钢中渗碳体分解成为游离碳并以石墨形式析出,在钢中形成石墨“夹杂”的现象。



(a)



(b)

低碳钢过热器管的石墨化

(a) 石墨化示意图; (b) 低碳钢过热器管的石墨化(500×)

1—石墨; 2—铁素体晶粒; 3—已球化的渗碳体

钢中渗碳体分解成为游离碳并以石墨形式析出,在钢中形成石墨“夹杂”的现象。火力发电厂锅炉钢管等高温构件,用低碳钢和低碳钼钢等不含铬的珠光体耐热钢,在高温长期运行过程中会随时间而产生石墨化。图(a)为石墨化示意图,图(b)为低碳钢过热器管长期运行后的石墨化金相照片,图中黑色球状物即为析出的石墨。石墨化现象可用反应式 $\text{Fe}_3\text{C} \rightarrow 3\text{Fe} + \text{C}(\text{石墨})$ 表示。与其他组织性能变化一样,石墨化也是以原子扩散为基础的,因此石墨化只能在一定温度下发生。

基础的,因此石墨化只能在一定温度下发生。

低碳锅炉钢的石墨化是1943年发现的。当时美国某电厂一条由0.5%Mo钢制的 $\phi 325 \times 36$ mm主蒸汽管道在505℃运行了5年半后,突然在焊缝热影响区一个截面上脆断,造成厂房损坏和人员伤亡。事后检验发现断裂处析出了大量的链状石墨,钢的冲击韧性降低到接近零的水平。这一事故引起了世界各国的注意,并因此规定了要定期对低碳钼钢管作石墨化检验。继续检验发现,低碳钢和低碳钼钢过热器管和主蒸汽管道等在高温下长期运行后,石墨化现象是普遍存在的。

石墨化评级 为评定石墨化的影响制定的石墨化级别,是一组具有不同程度石墨化的金相图片,以便在电厂金相检验时对照用。一般按析出石墨量的多少分成四个等级:1级为石墨化现象不明显,2级为已明显石墨化,3级为已严重石墨化,4级为已很严重的石墨化。通常在石墨化3~3.5级时,钢中60%左右的碳均

已成为石墨。

石墨化对钢性能的影响 由于形成石墨,使钢中渗碳体减少并且析出的石墨类似裂纹割裂基体,因此石墨化使钢强度降低。石墨化主要降低钢的冲击韧性和冷弯时的弯曲角。下表说明了石墨化对钢冲击韧性 α_k 和弯曲角的影响,可以看出,石墨化使钢的冲击韧性明显下降,因此对石墨化达到或接近4级的构件,必须予以更换。

影响石墨化的因素 有温度、合金元素、钢中缺陷和焊接等。碳钢450℃以上,0.5%Mo钢在480℃以上产生石墨化。温度愈高,石墨化进程愈快。但到700℃时,已生成的石墨反会与铁结合成渗碳体。合金元素中铝、镍、硅等促进石墨化,其中铝影响最大。铝是炼钢时脱氧加入的,为此规定低碳和低碳钼钢锅炉钢冶炼脱氧时不用铝,或铝加入量每吨钢不超过0.25 kg。铬、钛、铌等元素阻止石墨化,其中以铬最有效。在低碳钢中加入0.3%~0.5%铬就可有效地阻止石墨化。运行经验证明,含铬的珠光体耐热钢在运行中不产生石墨化。金属中裂纹、重皮等缺陷处和应力集中处最易产生石墨化,另外冷变形区域和焊接热影响区域也易产生石墨化。

在低碳钢和低碳钼钢等珠光体耐热钢中,

石墨化对钢弯曲角及冲击韧性 α_k 的影响

可以同时发生珠光体球化和石墨化过程,这是由于两过程有相同的影响因素(如温度等)作用的缘故。但是,由于两过程又有不同的影响因素,如铝的影响等,并非

石墨化级别	弯曲角	室温冲击韧性 α_k (J/cm ²)
1级	>90°	>69
2级	50°~90°	39~69
3级	20°~50°	20~39
4级	<20°	<20

球化进程同时一定发生石墨化进程。

参考书目

吴非文,火力发电厂高温金属的运行,北京:电力工业出版社,1979

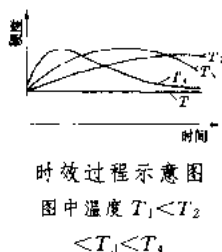
SNX100

时效 (ageing)

耐热钢或耐热合金制的高温构件在长期的运行过程中从过饱和固溶体内析出一些强化相质点而使金属的性能(主要是力学性能和蠕变极限等)随时间发生变化的现象,是固溶体脱溶过程或脱溶分解的简称。高温构件材料组织中的过饱和固溶体是热处理时从正火或淬火冷却或其他原因而形成的。析出的强化相一般是碳化物、氮化物或金属间化合物。从这点看,时效过程也是新相形成过程。时效可以在常温下发生,称自然时效,也可以在高温下发生,称人工时效,对火力发电厂构件,主要是高温下发生的时

效。因时效过程会使钢的韧性降低,为保证高温构件在开始使用时就有比较高的组织性质稳定性,一般要求制造时构件的回火温度比运行温度至少高 $100\sim 150^{\circ}\text{C}$ 。

时效过程可由图所示的时间和硬度的关系看出,时效明显受温度影响,温度愈高,时效过程进行得愈快。时效过程可分为三个阶段:第一阶段是在晶格中的准备阶段,产生溶质原子偏聚,不改变母相的晶体结构,但晶格畸变增加,仅有一些物理性能如电阻等的变化,强度、硬度不变化;第二阶段在组织上析出了分散的强化相质点,使钢的强度、硬度和蠕变极限升高,塑性、韧性降低如图中 T_2 、 T_3 、 T_4 曲线的硬度随时间升高的部分,第三阶段是析出的强化相的聚集,从而强化作用下降,强度、硬度、蠕变极限等降低,为图中 T_3 、 T_4 曲线的硬度随时间的下降部分。



shouming guanli

寿命管理 (life management) 以评估被管理对象的寿命损耗为基础而进行的使电厂以最低成本安全运行的技术和管理方法。被管理的对象可以是部件、材料、设备、机组、电厂以至地区电力公司所属所有电厂和系统等。寿命管理的规模决定于被管理对象的范围。其主要目的和工作内容会随电厂所处的运行时期的不同而有所区别。

在管理对象的(包括新投产和已运行一段时间的)设计寿命期内,系统地安排被管理对象的运行、监测、试验检验、检修和备料等,尽量减少被管理对象的寿命损耗并对其进行合理的分配,延长检修间隔,达到充分发挥被管理对象的潜力、降低发电成本的目的。

在管理对象超过设计寿命期的运行中,按对被管理对象延寿的要求,做出剩余寿命评估并对在延寿期中的运行、监测、试验检验、检修、更新改造和备品备件等做出合理的安排,达到在整个延寿期中按所要求的运行方式高效、安全运行的目的。

简史 按传统观念,火电厂作为一个整体其名义寿命大约为30年。这与一些关键部件有自己的设计寿命并不矛盾。电厂的名义寿命由技术和经济两方面因素决定。其意义是,到时应由新的机组或电厂来代替到期了的老电厂以满足市场用电的需要。1973年世界石油危机使新电厂建设费用上涨,加上用地困难及更严格的环保法令等诸多因素,造成了老电厂延寿会更经济合理的情况。老电厂延寿所遇到的主要问题是因设备老化和技术陈旧而强迫停机率过高,因此延寿研

究曾集中在电厂关键部件的剩余寿命预测方法上,产生了多种寿命预测方法(见寿命预测)。1986年,美国电力研究协会(EPRI)制定了《火力发电厂延长寿命通用导则》,提出了《三阶段法》,这是一个统一的寿命评估程序但并不排斥各种寿命预测方法的基础方法。此后,机组、电厂以及地区电力公司的寿命管理试点不断出现,积累了经验。在90年代初期确立了寿命管理的概念并随着状态检修的发展而逐步在电厂实施。

在中国,自50年代以来一直进行着系统的金属监督工作(见金属监督),使电厂有着良好的技术和管理基础。从1972年开始进行了超期运行主蒸汽管道材质寿命和延寿的研究工作(见高温蒸汽管道寿命),同时也进行了一些高温部件如过热器管、再热器管等和压力容器如锅筒(汽包)等的寿命研究。在此基础上于90年代开始逐步进行电厂寿命管理工作。

方法和步骤 火电厂寿命管理是一个有统一领导,集资产管理、项目管理和商务管理、国家政策法令要求、日常运行维护、状态监测检验(在线的和定期的)、检修、提高性能的改造、备品备件存储以及失效分析和改进等诸方面为一体的系统工程。方法和步骤为:业主提出寿命管理要求;专家或专业性单位按业主要求对管理对象作调查研究并提出计划,其中包括选择关键部件、对关键部件的寿命预测和评估、运行维护方法及检验检修计划、更新改造及延寿措施等。在以后与电厂人员一起的执行中,按情况的发展修改并不断完善寿命管理计划。

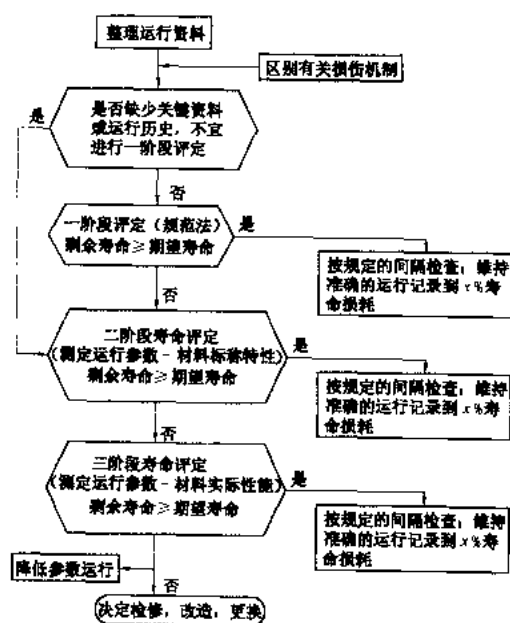
业主提出的寿命管理的要求主要包括:①对象是部件、设备、材料、机组、电厂或者是整个地区电力公司所属电厂和系统等。需注意工作难度随对象范围扩大而增加。②预计的今后的运行工况,如运行温度、压力、负荷状况以及启停次数等。③期望的运行寿命和延寿时间等。

专家和专业机构就业主提出的要求作调查研究,包括电厂设计、设备制造、基建安装以及运行检修和事故情况资料等,做出寿命管理计划。

选择关键部件 关键部件的寿命管理是电厂寿命管理的重点。关键部件的选择在很大程度上靠经验,但其一般的选择原则是:①产生事故影响面大的部件;②运行条件苛刻,对电厂运行经济性影响较大的部件;③本身制造困难,价格较贵且不易更换的部件等。

寿命预测方法 (见寿命预测)。电厂部件寿命预测费时费钱,通常可采用三个阶段法以节省时间和金钱。三阶段法部件寿命评定的各阶段如图所示。图中一阶段评定为初级评定,通过查明设备或部件的设计参数与运行状况,对设备或部件的剩余寿命进行评估。二阶段评定则需通过初步检查、简单的应力分析、尺寸测

量、运行工况检查等得到进一步的资料以实际运行工况进行剩余寿命评估。第三阶段评定则要按测定的运行参数,进行运行材料的实际性能检验测定和详细的应力分析等来评定剩余寿命。三阶段法的原则是,前一阶段通过了,后面阶段就不再进行,只是在二阶段通不过时,才进行第三阶段的评定。在三阶段评定通不过时,需提出是否降参数运行,或检修、改造和更换等的措施及日程表。



三阶段法部件寿命评定的通用程序

几乎所有的剩余寿命评估方法均可应用到各个阶段中。在评定中,需十分注意对不同的部件或设备的不同运行工况,确定相应的寿命损耗机制或失效机制。

工况监测和寿命在线监测 在电厂,有众多的工况监测系统在运行以监测部件和设备的工况,诸如主汽温度和压力、锅筒(汽包)壁温差、汽机振动、胀差、水泵运行工况监测以及设备的寿命损耗计算等,有的电厂还配有寿命在线监测系统如汽轮机转子和主汽管寿命在线监测系统等(见寿命在线监测和寿命诊断技术)。这对判断设备运行情况与寿命评估十分有利。

运行管理 以最小寿命损耗和可能的最大经济效益来运行设备,如最有利的启停速度及最佳调峰工况等。

见状态检修、电厂延寿、高温蒸汽管道寿命及管道支吊架调整。

shouming yuce

寿命预测 (life prediction) 采用科学方法预测构件、系统或机组寿命的技术。凡因承载时间的积累而使损伤加重的构件都存在寿命问题。影响寿命的

损伤形式主要有蠕变、疲劳、腐蚀、磨损等以及它们的交互作用。火力发电厂寿命预测的对象主要是关键构件,如高温蒸汽管道、过热器、再热器、高温联箱、汽轮机转子、叶片、汽缸、高温阀门、高温螺栓、三通、锅筒、发电机转子等。由于这些关键部件的失效,可以影响到汽轮机、锅炉、发电机、高温管系直至整个电厂的寿命。寿命预测是电厂延寿和电厂寿命管理技术中的重要环节,其目的是通过预测,合理确定构件和设备的使用时间,便于施行计划检修、计划更换部件,把强迫停机率降到最低水平,确保火电厂尤其是超期服役火电厂的安全经济运行。

寿命预测技术主要用于超期服役的高温构件或机组。当一些高温构件或系统在不同于设计参数下运行时,也可以用寿命预测技术估算其可能的安全运行时间。

寿命 极限寿命、设计寿命、安全运行寿命及剩余寿命等的统称。

极限寿命 也可称为自然寿命,是指仅由构件材料承载能力在实际载荷和环境条件下所确定的构件失效时间,是其他各项条件寿命的估算基础。所谓失效是指构件因各种损伤,甚至破断而丧失使用功能的现象。

设计寿命 一种条件寿命,是指在设计参数下能够保证安全经济运行的最小预计运行小时数。它与高温构件设计时所采用的设计指标有关并与之相对应。例如以 10^7 h持久强度极限[包括蠕变速度为 1×10^{-7} mm/(mm·h)的蠕变极限]或 2×10^5 h的持久强度极限为设计指标时,其设计寿命就相应为 10^7 h或 2×10^5 h。在中国,除非特别指明,火电厂高温构件的设计寿命一般为 10^5 h。

安全运行寿命 指构件、材料、机组或电厂等在安全运行条件下的实际运行时间。

剩余寿命 安全运行寿命减去迄今为止的实际运行时间的差值。

几种寿命的关系 设计寿命是能保证的最小安全运行寿命,但不等于安全运行寿命。这是由于与时间有关的蠕变极限或持久强度极限等设计指标来源于短时试验的外推,有一定的偏差;此外,实际材料性能数值还存在一定的分散性,选取安全系数和设计方法还不很完善,以及材料在运行过程中会发生金属组织性能变化等原因所致。从人们的主观要求看,高温部件不允许在运行过程中损坏,所以安全运行寿命通常都比极限寿命短。

寿命预测实质上预测的是安全运行寿命或剩余寿命。

寿命损耗机制 火电厂构件材料因运行条件不

同,其一般寿命损耗机制(或失效机制)有蠕变、疲劳、蠕变疲劳、腐蚀、磨损及材质老化等。寿命预测时要根据构件的运行条件和材料特性,判定该构件属何种寿命损耗机制,然后按这类机制所特有的方法来预测寿命。当预测高温下以稳定工况运行的构件的寿命时,主要考虑蠕变机制。疲劳机制适用于不稳定工况下运行的构件或频繁起停的机组构件的疲劳寿命预测。在介于两个之间的运行工况下的高温构件,在寿命预测时要考虑蠕变疲劳交互作用机制。预测工作中尚需注意材质的老化、高温下的氧化和腐蚀等其他损伤机制。

方法 目前寿命预测方法有分析法、物理检验法、非破坏金相检验法、力学性能试验法以及三阶段法等。

分析法 基本模型和公式为:蠕变寿命损耗率 $\phi_c = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_n}$; 疲劳寿命损耗率 $\phi_f = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_b}$; 蠕变疲劳交互作用寿命损耗率 $\phi = \phi_c + \phi_f = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_n} + \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_b}$; 式中 Δt_i 、 N_i 分别为 i 参数(温度、压力)下的实际运行时间和循环次数,可由电厂运行记录中查得,或由在线监测系统测定; t_n 、 N_b 分别为 i 参数下材料的蠕变断裂时间和断裂的循环次数,可根据构件所受应力、应力变动幅度及运行温度,从材料性能手册上查得,或由取样试验得出。此方法不仅可以测定过去运行的寿命损耗,而且还可以测定在将来预定运行工况下的寿命损耗率。根据蠕变寿命损耗率 ϕ_c 及至测试为止的运行时间 t_{op} 求得剩余寿命 $t_{re} = t_{op} \left(\frac{1}{\phi_c} - 1 \right)$ 。

物理检验法 检修时检查运行后的构件的蠕变变形和蠕变裂纹。例如对高温联箱的检验结果是接管座焊缝区没有蠕变裂纹,无损探伤也未发现任何超标缺陷,联箱体的蠕变变形量不超过1%,则可预测该联箱的安全运行期不少于 1.5×10^4 h;如发现有蠕变裂纹,则需修补或更换。

非破坏金相检验法 利用复膜金相法检验运行过的高温构件的组织变化,例如碳化物的直径和间距的变化,以及蠕变孔洞的尺寸、分布和数量等。蠕变孔洞的萌生和发展与高温构件的蠕变寿命损耗率有直接关系。如1981年由B. 纽鲍尔(B. Neubauer)提出的包括无蠕变空洞、个别空洞、方向性空洞、微裂纹和宏观裂纹的定性五级标准与蠕变曲线的对应关系,可作为以定性标准预测寿命的例子。以蠕变空洞数量的定量检测来预测寿命的方法是1987年由M. S. 沙姆斯(M. S. Shammass)提出的,用于1Cr-0.5Mo钢焊缝热影响区的粗晶区蠕变空洞定量检测,即A参数法,可作为定量标准预测寿命的例子。A参数定义

为在垂直于最大主应力方向的割线上所遇到的空洞的晶界数与总晶界数之比。A参数与蠕变寿命损耗率之间有一定的关系,可以预测剩余寿命 $t_{re} = t_p \times \left[\frac{1}{1 - (1 - A)^{n/(\lambda - 1)}} - 1 \right]$, 式中 λ 为蠕变第三阶段系数, n 为应力指数。

力学性能试验法 从运行过的高温构件上取样作力学性能试验和蠕变或蠕变断裂试验,对试验结果进行分析可外推出继续安全运行的时间。这种方法主要用于估算因蠕变和材质老化引起寿命损耗的构件的剩余寿命或安全运行寿命。中国的以持久强度为主的综合分析法,可认为属于力学性能试验法的范畴。

三阶段法 上述几种方法各有优缺点,如分析法常常得出很保守的结果,物理检验法只能预测一个检修期的安全运行寿命,非破坏金相检验法还不完善,力学性能试验法耗时费钱,并且对于不能取样的高温构件不适用。目前大多数情况下由简到繁综合采用各种方法,例如三阶段法。此法由简到繁分三阶段进行,如果第一阶段能达到可靠预测的目的就不进行第二阶段,只有在第一、第二阶段均不能得出结论时才进行第三阶段。三阶段法的内容是:第一阶段,由运行的历史资料及材料标准性能数据按设计规程并确定寿命损耗机制进行寿命估算,这近似于分析法;第二阶段,用运行温度和压力按材料性能的最低值进行再设计,并加上一些初步检查和应力分析得出估算的剩余寿命;第三阶段,进行更详细的检测并取样试验,然后由试验结果做出详细的剩余寿命估算,这近似于力学性能试验法。

shouming zaxian jiance

寿命在线监测 (on-line residual life monitoring)

在运行中利用安全状态在线监测系统,对火力发电机组的设备或构件进行剩余寿命实时监测的技术,是寿命预测和寿命诊断技术的进一步发展。监测系统通常由计算机、信号采集和转换单元以及温度、压力、应变、位移等各类传感器以及在线监测软件构成。传感器直接安装在构件的被监测部位。计算机的输入信号实时直接取自运行中的被监测的设备构件,实时对输入信号分析处理。处理后的结果,如剩余寿命值、寿命损耗率等,实时输出打印、显示或储存。必要时,还可直接输入控制机构,及时改变被监测设备或构件的运行工况。

目前主要依据的寿命预测方法是分析法。采用寿命在线监测前,首先要根据被监测设备或构件的运行条件来确定其主要的寿命损耗机制(蠕变、疲劳或蠕变疲劳交互作用等),按所确定的机制来采用相应的寿命

损耗率的计算公式或模型。

寿命在线监测装置工作流程 寿命在线监测装置工作流程的例子如图所示。可以看出,寿命在线监测装置与其他应用计算机的在线监测装置大致相同。值得注意的是信号处理和分析计算两个方面。

由于运行温度是变化的,为实现不同温度、应力(即分析法中的 t 条件)水平下各自的寿命损耗率计算,对信号的处理常采用将运行温度分成一系列的温间隔等级(一般为 5°C)的方法,例如 $531\sim 535^{\circ}\text{C}$ 、 $536\sim 540^{\circ}\text{C}$ 等,分别按各间隔温度,计算各间隔的实际运行时间 Δt_i ,把测得的介质压力和储存的构件的实际形状尺寸计算出的折算应力,并加上构件上其他的作用力合成当量应力 σ_i 。在应力计算中,锅炉和主蒸汽管道等的厚壁承压构件,由于形状比较简单,计算也比较简单。但对汽轮机转子,则需复杂的热应力分析计算程序。

分析计算 按蠕变寿命损耗率 $\phi_c = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_{ci}}$;疲劳寿命损耗率 $\phi_f = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_{fi}}$;蠕变疲劳交互作用寿命损耗率 $\phi = \phi_c + \phi_f = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_{ci}} + \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_{fi}}$ 来计算。图中“高温部”是一个是非门,起判断作用,由构件的温度水平决定。如构件温度处于蠕变范围,则从“是”门走,先

进行蠕变寿命损耗率计算;否则,从“非”门走,仅进行疲劳寿命损耗率计算,然后得出总寿命损耗率。

寿命监测技术在电厂中的应用 目前火电厂中锅炉厚壁承压构件,如锅筒、汽水分离器、过热器联箱等,以及主蒸汽管道和汽轮机转子等,已采用寿命在线监测。水冷壁管、过热器管、再热器管、省煤器管等锅炉内承压构件,一方面由于运行条件恶劣,不但有蠕变、疲劳等,还有氧化、腐蚀……;另一方面,也由于同一部件运行工况也不尽相同等原因,采用寿命在线监测技术尚有一定困难。目前此技术在电厂中的高温蒸汽管道的应用功能仅限于筛选出寿命损耗率 $\geq 60\%$ 的构件。决定寿命损耗率 $\geq 60\%$ 的构件能否继续安全运行,尚需采用其他的寿命预测方法,例如非破坏的蠕变空洞检验或取样进行力学性能试验等。

在电厂除专用的寿命在线监测装置外,也可利用控制室的中心计算机来实现寿命在线监测。还可利用数据采集器来采集并储存被监测件的温度和压力数据,在运行一段时间后,例如 10^4h 后需要进行寿命预测时,再送到专用的计算机进行寿命损耗率的计算分析。

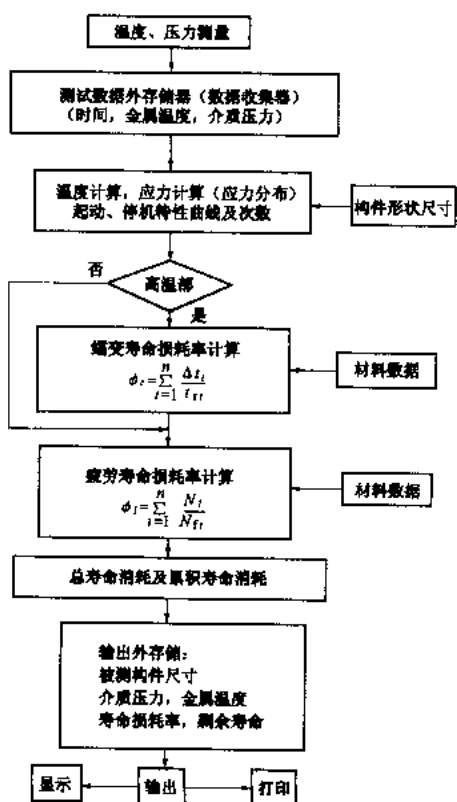
shouming zhenduan jishu

寿命诊断技术 (diagnosis technique for residual life)

为实现寿命预测而采用的实验、监测和判断技术。火力发电厂寿命诊断的对象主要是高温构件,检验内容是一些与寿命损耗有关且往往是材料内部组织性能变化的物理量,诸如蠕变变形、蠕变空洞、组织变化、硬度、电阻等,通过分析来判断寿命损耗程度,最后预测其剩余寿命。利用寿命诊断技术来预测剩余寿命,一般速度比较快,而且大多数不用取样,对运行中的火电厂比较适用。目前在火电厂已应用的寿命诊断方法有分析法,非破坏的物理量检测方法等。计算机专家系统用于寿命诊断也已得到很大发展。

分析法 通过公式或数学模型分析计算得出构件的寿命损耗率从而诊断出剩余寿命值,如用于蒸汽管道的蠕变寿命损耗率 ϕ_c 的分析判断,公式 $\phi_c = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta t_i}{t_{ci}}$,式中 Δt_i 、 t_{ci} 分别为 t 条件(温度、压力)下的实际运行时间和材料的断裂时间。以分析法公式作软件可对诸如高温蒸汽管道和汽轮机转子等进行寿命损耗的在线监测。

非破坏的物理量检测法 主要检测构件的碳化物直径和间距、蠕变变形量、硬度和电阻率等,具体列于附表。表中 \checkmark 号表示该项物理量可用以诊断的寿命损耗机制。



寿命在线监测装置流程示意图

非破坏的物理量检测内容表

物理量名称	寿命损耗机制			所检测的量
	蠕变	组织性能变化	疲劳	
组织变化: 碳化物	✓	✓		碳化物直径和间距, 碳化物成分和结构
蠕变变形量	✓			蠕变变形量变化
蠕变空洞	✓			空洞尺寸、分布状态数量, 如 A 参数
硬度	✓	✓	✓	硬度变化量
电阻	✓	✓		电阻率变化

碳化物直径和间距 珠光体耐热钢和马氏体耐热钢部件在长期高温运行过程中会发生碳化物聚集, 使碳化物平均直径和平均间距增加, 从而使强化作用减弱, 蠕变强度降低并使寿命损耗增加。如预先在试验室中做出某构件材料的碳化物直径或间距与寿命损耗率之间的关系, 就可用复膜金相方法非破坏地测出运行后构件材料的碳化物直径或间距, 从而预测剩余寿命。对不同的材料有不同的模型和关系, 目前由于大部分的结果均从试验室得出, 尚有待于进一步的实际应用和完善化。

蠕变变形量 理论上认为蠕变变形量的大小可直接表现出高温构件的蠕变寿命损耗率的大小。目前在诊断技术中仅有一些粗略的蠕变变形量的控制指标, 如蠕变变形量为 1% 的限制值等, 却几乎没有准确的描述构件在实际运行工况下的蠕变变形量与寿命损耗率之间的关系模型。原因在于实际构件运行应力低, 为体应力状态, 多数实际部件有几何形状和截面变化使各处应力不等而变形不均匀, 与大量使用的单轴拉伸蠕变试验数据在应力和变形条件上有较大的差别。

硬度 利用构件长期运行过程中, 随寿命损耗如蠕变、组织性能变化以及疲劳损伤等同时出现的硬度的变化来诊断寿命损耗。如在预先诊断技术研究中做出如图 1 所示的硬度变化 ΔH_V 与寿命损耗率的关系, 很容易用实际运行后构件的硬度测

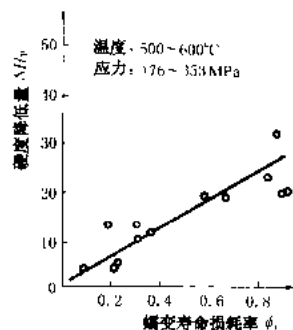


图 1 硬度变化与蠕变寿命损耗率的关系

量去诊断寿命损耗率。

电阻率 利用金属构件在长期运行中随寿命损耗产生电阻的变化来诊断。如运行中碳化物聚集使电阻降低, 蠕变空洞的萌生和发展则使电阻升高。在诊断研究中预先做出如图 2 的关系, 则可根据运行后构件的电阻率变化诊断出寿命损耗率。在实际应用中, 为减少误差, 每次对构件测量电阻率的同时测量基准块的电阻率, 得出比电阻率。用直流电位法或交流电位法测量电阻, 比电阻率 R_p 可表示为 $R_p = \frac{R_x}{R_0} = \frac{K_x E_x / e_x}{K_0 E_0 / e_0}$, 式中 R_x 、 R_0 分别为被测部件和基准块的电阻率; K_x 、 K_0 分别为被测部件和基准块的材料系数; E_x 、 E_0 分别为被测部件和基准块的实测电位差; e_x 、 e_0 分别为被测部件和基准块的比较基准材料电位差。

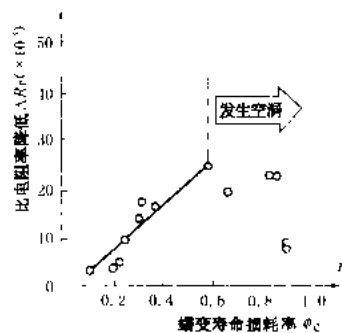


图 2 比电阻率变化与蠕变寿命损耗率关系

专家系统用于诊断技术 汇集分析归纳诊断专家的知识, 利用计算机存储容量大、检索速度快、能作逻辑判断等特点, 制成专家系统软件。利用这个软件可使寿命诊断工作进行得既快又好, 不仅使这方面专业知识还不多的工作人员能有效地完成寿命诊断工作, 也有助于克服专家个体知识的局限性。

shoupao yundong huanre

受迫运动换热 (forced convection heat transfer) 流体在压差作用下流过固体表面时与固体表面之间的换热过程, 也称强制对流换热。压差可由泵或风机造成, 也可由其他原因(如压力差等)造成。受迫运动换热可分为内部受迫运动换热(如流体在管内受迫运动时的换热)和外部受迫运动换热(如烟气流掠管束时的换热)。按流动状况不同, 又可分为层流换热和湍流换热。

内部受迫运动换热 由于管截面上速度和温度剖面沿轴向变化的特性不同, 内部受迫运动换热还可进一步区分成层流或湍流进口段内的换热以及充分发展层流或湍流时的换热。无论是层流或是湍流, 进口段内在轴向不同位置上速度和温度剖面都彼此不同, 这是因为边界层是从形成、发展直到在中心线上会合这一不断增厚的过程造成的。因此, 进口段的长度就等于进口处至边界层闭合处的轴向距离。如果速度边界层和

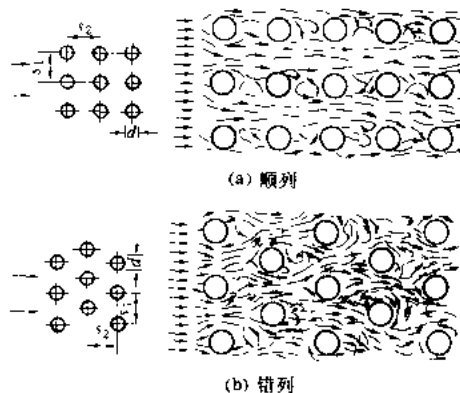
温度边界层的闭合处不同,则与之相应的水力进口段和热力进口段的长度就不同。在热力进口段内,由于温度剖面沿轴向不断变化,所以局部换热系数也随之变化。从温度边界层闭合处开始,无量纲温度剖面和局部换热系数不再发生变化,此时称为充分发展层流或湍流。层流热力进口段的长度 X ,可由理论分析求得(X/d)= $0.05RePr$ 。因此,在相同的雷诺数($Re=ud/\nu$)下,普朗特数($Pr=\nu/a$)越大的流体(如油类),其进口段越长。湍流的 X 比层流的要短得多,约等于50倍管的内直径 d 。(μ 、 ν 和 a 分别为流体的流速、运动黏度和热扩散率)。

管内受迫运动换热关系式表示成努塞尔数($Nu=h d/\lambda$)与 Re 、 Pr 之间的准则函数形式 $Nu=cRe^nPr^m$,式中常数 c 、 n 、 m 均由实验确定, λ 为流体的导热率。对于光滑直管内的充分发展湍流,当流体温度 T_f 与管内壁面温度 T_w 相差不很大时,可按式计算平均换热系数 α :

$Nu_f=0.023Re_f^{0.8}Pr_f^m$ ($T_w>T_f$ 时, $m=0.4$; $T_w<T_f$ 时, $m=0.3$),式中各准则数的下角标 f 表示其中的物性参数按 T_f 确定。上式的适用范围是: $L/d>60$; $10^4<Re_f<12\times 10^4$; $0.7<Pr_f<120$ 。若管长 $L<X_s$,则可按式计算其平均换热系数: $Nu_f=0.036Re_f^{0.8}Pr_f^{1/3}\times(d/L)^{0.45}$ 。过高的温差、弯管和管壁的粗糙度都对 α 有影响,有关考虑这些因素的换热关系式可从相关的手册中查取。对于非圆形管,计算湍流换热的上述各公式仍有效,只需将定型尺寸 d 换成当量直径 d_e ,即 $d_e=4A/U$ 。这里, A 为管截面面积, m^2 ; U 为流体润湿的流道周边长度, m 。对于管内层流进口段,可采用 $Nu_f=1.86(Re_fPr_f d/L)^{1/3}(\mu_f/\mu_w)^{0.14}$,它的适用范围

是: $Re_fPr_f d/L>10$; $13<Re_f<2300$ 。对于圆管内常物性流体热充分发展层流的换热,可采用理论导出的结果: $Nu_f=4.36$ ($q_w=\text{常数}$, q_w 为管内壁面热流密度, W/m^2)和 $Nu_f=3.66$ ($T_w=\text{常数}$)。在层流与湍流之间存在一过渡区 $2300<Re_f<10^4$ 。由于在此范围内,不同实验系统的结构特性各异,因此难以得出彼此符合的统一结果。

外部受迫运动换热 在工程中最常见的外部受迫运动换热是流体横向外掠圆管和圆管束流动时的换热。在常用的范围内($10^3<Re_f<2\times 10^5$),迎风侧前半周表面上为层流边界层(对于单管)或处于旋涡影响下的层流边界层(对于管束);背风侧后半周管面被旋涡流所覆盖,整个流动状态称为混合流。显然,管束的换热与管子排列的方式(顺列与错列,见图)、管间距(s_1



顺列与错列管束

与 s_2)以及管排数有关。当排数大于20时,混合流状态下管束的平均 α 可用下表中列出的关系式计算。

排列方式	适用范围 $0.7<Pr_f<500$	换热关系式	对空气或烟气的简化式 ($Pr_f=0.7$)
单管	$10^5<Re_f<2\times 10^5$	$Nu_f=0.26Re_f^{0.6}Pr_f^{0.37}(Pr_f/Pr_w)^{0.25}$	$Nu_f=0.229Re_f^{0.6}$
顺列	$10^4<Re_f<2\times 10^5$	$Nu_f=0.27Re_f^{0.63}Pr_f^{0.46}(Pr_f/Pr_w)^{0.25}$	$Nu_f=0.24Re_f^{0.61}$
错列	$10^3<Re_f<2\times 10^5$	$s_1/s_2\leq 2$ $Nu_f=0.35Re_f^{0.6}Pr_f^{0.37}(Pr_f/Pr_w)^{0.25}(s_1/s_2)^{0.2}$	$Nu_f=0.31Re_f^{0.6}(s_1/s_2)^{0.2}$
		$s_1/s_2>2$ $Nu_f=0.40Re_f^{0.6}Pr_f^{0.36}(Pr_f/Pr_w)^{0.25}$	$Nu_f=0.35Re_f^{0.6}$

shourenmian zhanwu

受热面沾污 (fouling of heating surfaces)

燃用固体燃料的锅炉,在其受热面烟气侧由于灰灰及燃烧过程衍生物发生物理和化学沉积而致污脏的现象,一般锅炉受热面烟气侧可复合发生以下几种类型的沾污:颗粒体沉积沾污;物理吸附(黏结)沾污;化学吸附沾污;腐蚀性沾污和凝结性沾污。受热面沾污往往诱发结渣、积灰、堵灰以及腐蚀等现象。还会使各受

热面吸热效果降低,过热蒸汽及再热蒸汽温度降低,烟温升高,锅炉效率下降。局部地区严重积灰、堵灰,还会出现烟气走廊而造成受热面金属严重磨损或过热等后果。空气预热器受热面严重积灰、堵灰时,会使烟气阻力急剧上升,甚至会影响锅炉的出力。

沾污的机理 受热面沾污是种极为复杂的物理化学过程。迄今,虽然使用了高分辨率的X射线衍射,电子显微镜和电子探针等手段,并结合多种类型的试验台架和模拟装置进行基础性试验研究,但仍未能给出



明晰一致的解释。一般认为,高烟温区和壁温高的受热面上的沾污,主要复合有凝结性、化学和物理吸附及颗粒沉积等几种沾污类型,间或也有高温腐蚀性沾污发生。这种沾污又可分为碱金属化合物型、钙化合物型和硅化合物型三大类,主要取决于炉型(燃烧方式)、火焰与附壁介质的温度水平、煤灰特性(灰中碱金属含量、灰的初熔及复凝过程熔点和黏温特性)、附壁炉烟的气氛性质(CO/O_2 比)、飞灰的粒度分布、炉内空气动力场因素、管材基体金属及表层氧化物性质以及受热面布置的几何因素等。近来发现,钙对对流受热面的沾污有较大影响,它促使生成黏度较低的过冷玻璃体,增强了灰的沾污能力。同时在形成烧结性沉积物过程中,钙有双重作用,即在沉积物内层富有硫酸钙,从而引发沾污增长,而在沉积物的主体层中,钙组分又抑制烧结强度的增长。对于锅炉尾部受热面的沾污,主要是凝结性和腐蚀性沾污,并不断吸附沉积灰颗粒,严重时导致受热面堵灰。这种沾污决定于煤灰中硫组分多少及受热面工作温度是否在硫酸酐的露点温度以下。

液态排渣炉及旋风炉的沾污积灰较固态排渣煤粉炉严重,主要是因为在其高捕渣率燃烧方式下,逸出冷却室的飞灰极细,丧失了粗颗粒飞灰冲刷沾污层的“自”吹灰能力。同时由于燃烧核心区域温度也远高于普通煤粉炉,造成灰中碱金属氧化物的充分挥发,而后又凝结在对流受热面,助长其他类型沾污过程。

燃用高灰重质油的锅炉中也发生受热面沾污现象,同时因为燃油的灰分中含有硫、钒之类致腐元素,并且其化合物可在燃烧中与挥发和凝结的碱金属氧化物作用,造成过热器受热面的腐蚀性沾污。

防止沾污措施 主要是依靠机械吹刷手段,周期性地清除受热面沾污。另外,根据煤种的沾污性能合理进行燃烧室和受热面的结构设计是防止和减缓沾污的基本保证,如采用膜式水冷壁、大跨距错列的管束,合理的烟气流速等。在煤中加入其他矿物,改变灰分的组成,使在极高温下也不致有升华的组分形成,以减轻积灰,但较为复杂和困难。

shufangshui xitong

疏放水系统 (drain and blow-down system)

为回收启动暖管时或蒸汽在设备或管道内停滞时所形成的凝结水而设置的集、排水设备及管道系统。

疏水 蒸汽管道内有水聚集时,在运行中将造成水冲击,导致管道或设备发生振动或损坏。若管道内的积水进入汽轮机,将使汽轮机遭受严重损坏。故火电厂蒸汽管道和设备必须设置启动流水、经常疏水和停运后的排放水系统。

启动疏水用于排除启动暖管过程中的凝结水,以使蒸汽参数迅速达到规定值,缩短启动时间。

经常疏水用于排除热备用状态下的设备和各种蒸汽管段末端低位点的积水。经常疏水在蒸汽管道工作压力下进行,通常采用防堵式节流孔板或自动疏水器排除。

为保证汽轮机安全运行,所有疏水的检测、隔断和排除应严格按照技术规定处理。

设计疏水系统时,须按疏水点的不同压力通过疏水阀分别引入疏水母管,以保证疏水通畅。

放水 管道和设备在机组停运后或检修前,须放空积水。放水应设在管道或设备的低位点。管道和设备的放水,按照压力区分为有压放水和无压放水,有压放水应排至压力放水母管,无压放水经漏斗排至无压放水母管。

对有回收价值的疏、放水,通过疏水扩容器和疏水箱回收,以减少汽水损失。

疏放水系统的设计,应以运行安全经济、有利于快速启动、便于事故处理和实现自动化等为原则,全面规划、妥善安排,力求简单可靠,布置合理,并尽量回收排出的工质和热量,减少汽水损失。

shumai jianzhuwu shi gong

输煤建筑物施工 (coal handling structure construction)

输煤建构物的单项工程较多,有卸煤沟、翻车机室(以上用于铁路运煤的电厂)、上煤码头(用于水运煤的电厂)、输煤皮带的隧道与栈桥、转运站、碎煤机室、储煤场、堆取料机基础以及干燥棚或储煤罐等相应设施。这些设施的施工中常采用建筑结构和设备交叉吊装的综合施工方案。码头施工专业性很强,常由专门施工队伍施工,不视作输煤建筑物。

地下煤沟施工 埋置较深,在高水位地区,挖土前需先行降低水位。基槽形成后,进行基底的防水层和现浇钢筋混凝土底板的施工。地下煤沟的墙板、柱、梁与楼层,如系现浇混凝土结构,可在底板面以上50cm及楼层梁底设水平施工缝,进行分段施工。地下煤沟每隔一定的长度要设置一条伸缩缝。伸缩缝通常是用橡胶止水带连通设置在两段煤沟之间,以适应伸缩或沉降变形时阻止地下水的渗入。煤沟上部的楼层是承受煤车全部重量的结构,梁上设有用于固定钢轨的埋置件,埋设时要注意埋件与铁路中心线和高程保持一致。地上部分的遮雨棚多为装配式结构,一般在煤沟两侧回填土后,进行吊装。

碎煤机室施工 先施工零米以下的基础及沟道。地上部分有装配式结构也有现浇结构。整浇碎煤机基础的楼层设有防振设施,是碎煤机室结构的抗震部位,



需要精心施工。

输煤栈桥施工 有钢结构和混凝土结构两种。混凝土结构多用预制构件吊装施工。自重较大的混凝土桁架和混凝土桥面板,多采用单件吊装。即在栈桥的混凝土支座框架吊装固定后,再将左右两榀混凝土桁架吊上与之连接固定。然后,自下而上按序逐个吊装桁架之间的梁和桥面板等构件。待输煤皮带支架吊入后,再吊装屋面盖板。钢桁架与钢制桥面结构或轻质混凝土半圆形拱壳结构多采用组合吊装,即在地面组装,然后拖运到起吊范围内,由大型起重机械吊装就位。

储煤场施工 场地按设计标高平整夯实并保持一定的排水坡度,将雨水等排入场边的明沟,经煤泥沉淀池后再排入排水系统。

堆取料机基础 是长度较大的两条形基础,可按现浇钢筋混凝土结构施工。其中心线和预埋件要用固定架固定位置和标高。

干煤棚施工 大型火电厂的干煤棚多为二铰或三铰拱形钢结构和网架结构,其跨度可达70~100m,以适应大型斗轮堆取料机在棚内运转的需要。拱形钢结构的吊装方法常利用门式起重机作为可移动的拼装架。在门式起重机的顶部大梁上搭设工作平台和设置3~5个临时支承座,其高度按照拱的弧度而定,使拱形结构分段的组合件吊上后,能平顺地搁置在支承座上,进行螺栓接头的连接。吊装程序是:先将门式起重机对准第一拱拱形结构的中心轴线,由自行式起重机配合,将两端拱脚段的组合件先后吊上临时固定,再吊拱两侧边缘段的弧形组合件,最后吊装中间弧形段的组合件进行合拢。第一拱拱形结构即形成整体,前后用钢丝绳浪风拴牢。移动门式起重机到第二拱拱形结构的中心轴线上,按上法进行第二拱的吊装,完成后,接着吊装两拱之间的联系桁条和连接件,使之形成一座稳定的结构体系。然后,再移动门式起重机到第三拱拱形结构的轴线吊装,以此类推。结构部分吊装完成后,安装石棉瓦或玻璃钢瓦进行挡雨围护封闭的施工。

网架结构的施工也可采用上述办法。平面网架结构可在现场中间位置搭设一座高架工作平台,其高度略低于网架下弦标高。在该平台上组装一个柱距的网架,完成后利用网架支座处的纵梁作为滑行道滑行到位,然后,再组装另一个柱距的网架,完成后向另一端滑行到位,如此逐步缩小,最后在中间处接合,完成后拆除工作平台。也可在地面组装后,用液压顶升或提升到位固定在支柱上。

有些火电厂用钢筋混凝土储煤罐作干煤储存,可采用现浇法或滑模法(见烟囱施工)等施工方法施工。

shuomai xitong shunxu kongzhi

输煤系统顺序控制 (coal handling system sequence control)

对进厂煤送锅炉房或储煤场以及储煤场的煤送锅炉房进行的自动控制。送锅炉房的煤根据各台锅炉原煤斗的煤位或煤量情况分别送入各台锅炉的原煤斗。当所有煤斗均有充足的煤量时,进厂煤应转送往储煤场。皮带运输机的正常起停过程都是按照顺煤流方向进行的,即先起动卸煤沟底的给煤机和1号皮带运输机,待1号皮带运输机上的煤流接近皮带的终端时,再起动2号皮带运输机。停止时应先停止给煤机,待1号皮带运输机上的煤已卸空时再停止1号皮带运输机。在事故情况下,允许同时停止所有的皮带运输机。斗轮堆取料机的控制是由储煤场的一端开始使斗轮机的悬臂作旋转运动。待煤场形成一条弧形的煤堆后再控制斗轮机前进或后退,并使悬臂反向作旋转运动。如此不断反复控制,直到斗轮机到达储煤场的另一端,并使煤场上堆好第一层煤,用同样的方法控制斗轮机在煤场上堆第二层、第三层煤,直到全部煤堆完为止。而取煤的方式和堆煤相反,先取最上一层煤、再依次取以下各层的煤。

现代大容量火电厂的输煤系统控制采用可编程逻辑控制器,具有设备起停,运行路径检查、选择,条件连锁逻辑处理,运行工况监视、报警、保护,卸煤给煤机调节,来煤计量,料位测量,原煤斗配煤等功能,可以程控、远控或就地操作。为此,还必须配备以下专用测量变送器:①皮带速度变送器,当皮带的速度低于额定值的90%时送出报警信号,而低于75%时送出停止皮带输送机的信号;②煤流开关,装在皮带的头部及尾部,当煤流量达到额定值的20%~40%时,送出有煤流的信号用以控制皮带运输机的起停;③煤斗煤位或煤量变送器,在煤斗煤位或煤量低于10%时送出空仓信号,超过90%时送出满仓信号用以控制输煤系统的起停;④皮带偏移开关,当皮带中心线偏离运输机中心线超过皮带宽度的5%时,送出皮带偏移信号控制皮带运输机;⑤落煤管堵煤信号,在落煤管发生堵塞时送出信号起动振动物或停止皮带运输机;⑥金属探测器,探测到磁性金属时,控制电磁铁进行排除;探测到非磁性金属时,控制含杂物的煤分流排除;⑦角位移变送器,测量斗轮堆取料机悬臂的水平和垂直位置,用以控制堆取料机的堆煤和取煤过程。

shuzhi fenfugai guoliao

树脂粉覆盖过滤器 (powder resin precoated filter)

一种将前置过滤器和离子交换除盐装置两部分综合在一起的技术。结构与覆盖过滤器的结构相似,如图所示。它的工作原理是将粉状树脂覆盖在一

种特别的滤元 (filter elements) 上, 使粉状树脂在滤元上形成一层均匀的微孔滤膜, 故称树脂粉覆盖过滤。

树脂粉覆盖过滤器既能像覆盖过滤器滤除大量的悬浮物, 也能通过离子交换树脂粉的离子交换作用除去大量溶解的固形物。即将前置过滤器和离子交换除盐装置两部分合为一体。

采用树脂粉覆盖过滤器的优点如下:

(1) 占地面积小, 仅有混床系统的 50%;

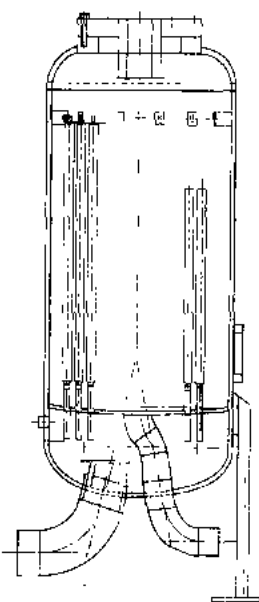
(2) 系统简单, 运行方便;

(3) 树脂粉使用后不需要再生, 没有酸碱系统;

(4) 排废水量比混合床系统低, 且为中性;

(5) 除铁效率高, 能除去凝结水中总铁量的 90%;

(6) 设备费用仅为混合床系统的 50%。



树脂粉覆盖过滤器结构示意图

shuju fuwuqi

数据服务器 (data server) 在计算机监控系统中存储管理整个系统源程序、组态数据、运行数据及历史数据的设备, 也称数据处理中心 (站)。

功能 数据服务器的作用是为各种现场控制站和人机接口提供数据服务, 主要包括控制单元的源程序加载、运行数据管理、过程信息与事件信息的存储与管理、性能计算、系统状态信息存储及数据库检索、查询与管理等。在有的系统中, 数据服务器的功能进一步扩展, 从早期单纯的数据交换功能扩展到现在集数据交换、组态数据存储、高级语言开发接口和网络通信接口等于一身, 将来还可能进一步包括能损分析软件、性能优化软件和故障诊断软件等。除此之外, 为了有效利用数据服务器的资源, 目前在许多监控系统中, 数据服务器还兼作系统文件服务器使用, 用于整个计算机监控系统的系统软件和应用软件的备份管理。这样, 在客户机崩溃的情况下能够迅速重新安装整个客户机系统。由此可见, 计算机监控系统数据服务器作为整个计算机监控系统的核心, 对整个计算机监控系统的可靠性和开放性都起着十分重要的作用, 因此所有计算机监

控系统的数据服务器不仅采用高可靠性的硬件实现, 而且常常采取了冗余配置。

硬软件 从硬件上讲, 计算机监控系统数据服务器一般采用比较高档的计算机, 配置有高速处理器和大容量存储单元 (包括内存, 外存)。而操作系统也由早期封闭系统转向开放系统, 现在一般都采用 UNIX 或者 Windows NT。作为数据服务器的核心, 不同的厂商采用了不同的数据管理系统, 但作为一个现代化的计算机监控系统数据服务器, 它不仅能够为自己的各个子系统 (自动化处理单元、操作员站、工程师站、历史数据站等) 提供必要的数据库, 而且更应能提供高效措施以方便外围系统存取访问数据库中的实时数据。从二次开发角度讲, 数据服务器最好不仅能够提供至少一种流行的高级语言 (C、Fortran 等) 应用开发接口, 而且能够支持网络动态数据交换 (NetDDE) 和结构化查询语言 (SQL) 等。因此虽然仍然有一些计算机监控系统采用专用封闭的数据管理系统, 但是从发展趋势看, 数据服务器倾向于采用高性能的商业化数据管理系统, 譬如 ORACLE 和 SQL SERVER 等, 这样整个系统的稳定性和开放性得到显著加强, 也极大地方便了用户在其上进行二次开发。

在具体实现方法上, 不同计算机监控系统是不一样的。有些系统采用高性能高可靠性的商业服务器实现, 这类系统从理论上应该具有更高的可靠性; 而另外一些系统从成本上考虑, 则采用了高档工业 PC 机或者工作站实现, 而且往往还兼作操作员站或者工程师站来使用。一般来讲系统中所有计算机都基本上一样, 至于最终用途 (数据服务器、操作员站和工程师站) 只是最终安装的软件不同而已。

shuju tongxin wangluo

数据通信网络 (data communication network) 支持计算机监控系统各工作站 (过程控制站、操作员站、工程师站和数据服务器等) 相互连接与通信, 进行数据传送与交换的数字局域网络。也称作数据高速公路 (data highway)。

用途 通常计算机监控系统的数据通信网络可分为过程控制网络和过程操作管理网络, 分别连接和服务于系统的过程控制级和过程管理级。当分散控制系统 (DCS) 在物理上进一步向现场分散时, 还有连接过程控制站的控制器与远程智能 I/O 或远程控制子站的远程 I/O 网络, 以及连接控制器与现场智能仪表的现场总线网络。近年来, 现场总线技术发展非常迅速, 相继推出了多个标准, 应用相对广泛的总线标准由欧洲的 PROFIBUS 和美国现场基金会的 FBUS, 现场总线技术有望在几年内得到大量使用。除此之外, 在现代

化电厂中,在计算机监控网络之上还有一级厂级管理网络。

传输介质和传输方式 数据通信网络的拓扑结构主要有星型、总线型和环型,传输介质有双绞线、同轴电缆和光纤。其中,同轴电缆是在计算机监控系统数据通信网络中使用比较广泛的传输介质,它分为基带同轴电缆和宽带同轴电缆,传输阻抗分别为 $50\ \Omega$ 和 $75\ \Omega$,传输速率分别可达 10 Mbps 和 50 Mbps,而光纤由于具有传输距离远、通信带宽大(可达 Gbps 级)、抗干扰能力强和耐腐蚀等显著优点,近年来在计算机监控系统的骨干通信网络中逐渐得到了广泛使用。数据通信网络的数据传输方式可分为同步和异步两种,而从工作方式看,数据传输又分为单工、半双工和双工三种。为了保证数据传输可靠性,计算机监控系统的数据通信网络一般采用冗余配置和自动重发差错控制技术。

网络种类 通常,在计算机监控系统的数据通信网络中,各工作站同时共享一条传输介质,通过介质访问控制(MAC)协议具体控制传输介质的使用。从 MAC 控制机制看,协议通常分为主从式(master-slave)和无主式网络,在主从式网络中始终存在一个主站,由主站控制整个网络中各工作站对共享通信介质的使用,其优点是实现简单,但缺点是故障集中,一般用在 I/O 总线或者主机系统中,而在监控系统的骨干网络中使用很少。而在无主方式下,整个网络没有主从站之分,各站对网络控制权均等,因此避免了危险集中。在无主方式下,数据传输控制一般有令牌方式和自由竞争方式两种,其中令牌方式是一种确定性的传输协议,通过令牌的循环和控制令牌在各站的最大停留时间,确保各站在一定的时间内有机会发送数据,因此即使在重载情况下也能够确保控制相应周期,正是由于令牌传送方式具有传输确定性的显著优点,因此在工业自动化系统中得到了广泛应用。自由竞争方式以以太网为代表,通过采用具有冲突检测的载波侦听多路存取(CSMA/CD)协议,优点是轻载时响应速度快,但在重载时由于存在大量冲突而效率很低,因此在早期自动化系统中较少采用。但是以太网的突出优势就是价格低廉,随着计算机网络技术的迅速发展,以太网的传输速度大大提高,目前已由早期的 10 Mbps 发展到 1000 Mbps,因此设计良好的系统中整个通信负荷是较低的,因此以太网在计算机监控系统中使用增加,尤其是在过程操作管理网络中。需要注意的是,除早期共享技术外,交换传输技术由于能够避免碰撞而具有较高的通信效率也逐渐得到使用。

在通信协议方面,由于开放性日趋重要,加上技术更新换代很快,因此众多厂商都逐渐从早期自行开发的封闭协议转向采用标准协议,如现在广泛使用的令

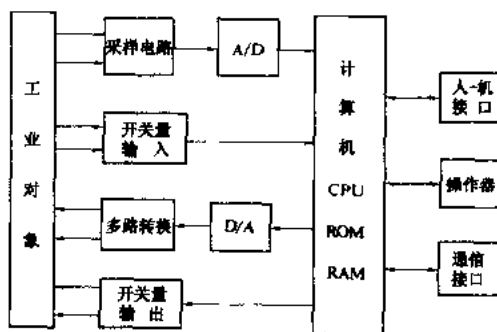
牌环网、令牌总线网和以太网分别有对应标准 IEEE802.3、IEEE802.4 和 IEEE802.5。采用标准协议后,其他厂家的软硬件产品可以相对容易的纳入整个体系,进行更高层次的整合。

总之,数据通信网络是整个计算机监控系统的神经中枢,关系到整个系统的实时性和可靠性,一直是各厂商不断完善和发展的重点技术,随着计算机技术的迅速发展,将来计算机监控系统数据通信网络技术也必将得到更大发展。

shuzishi tiaojie yibiao

数字式调节仪表 (digital regulating instrument) 使用数字计算机,实现过程控制的一种工业自动化仪表。由硬件和软件两部分组成。硬件构成原理框图如图所示。工业对象的过程参数(如温度、压力、流量、液位等)经检测变送器转换为等效的电信号(模拟信号),经采样电路和模拟量/数字量转换器(A/D)

组成的模拟量输入通道,转换成计算机能够处理的数字量。开关量信号则经电平转换后经开关量输入通道输入。计算机一般包括处理器(CPU),只读存储器(ROM)、读写存储器(RAM)等部分组成。计算机按照人员预先安排的程序,自动地对输入信息进行分析和计算,然后做出满足过程控制所需的决策。这一决策如果是开关指令,则经过开关量输出通道输出。若要用于推动控制工业过程参数的执行机构,则经由数字/模拟量转换器(D/A)和多路转换开关组成的模拟量输出通道输出与控制决策相对应的电流信号。



硬件构成原理框图

程序与组态 数字式调节仪表的程序是根据控制规律设计的。为了适应不同工业对象的需要,现在的数字式调节仪表大都将程序设计成能完成不同运算的功能块(程序包),通常包括调节运算(如比例、积分、微分调节等),常规运算(如加、减、乘、除、开方、函数、选择等)、逻辑运算(如逻辑与、或、非等)、参数越限检查(差值、速率等)。实际使用时,通过人一机接口上的键盘,按照拟定的运算、控制方案,向计算机

输入功能块选择及功能块之间的连接指令,即可获得所需的功能。这一过程称之为组态,以后计算机就按组态的控制方案运行。

特性和功能 除上述各种运算功能外,数字式调节仪表还设置有自诊断功能,可以及时发现运行中硬件或程序发生的故障并做出合适的处理(报警、运行状态自行切换等)。数字式调节仪表由于组态灵活,可以实现模拟仪表难以完成的复杂调节功能,例如自整定参数比例、积分、微分(PID)调节等。计算机对输入输出通道的信息转换和组态中各功能块运算是按分时方式依次处理的,不同工业对象因其反应的快慢对仪表运算的周期有不同的要求,例如汽机控制比锅炉控制要求的运算周期短。

数字式计算机对脉冲式干扰很敏感,因此在数字式调节仪表中必须采取多种抗脉冲干扰(如继电器通断、射频、电源中尖峰等)的措施。

数字式调节仪表的主要技术指标包括:通道数量(模拟量输入、输出,开关量输入、输出),可控回路数量,内部运算功能块种类,内部运算功能块容量、A/D及D/A转换精度,运算周期,自诊断能力,通信能力,抗干扰能力等。

分类 数字式调节仪表按单台仪表可控制执行机构的数量,分为单回路调节器和多回路调节器。按其运算程序是否可以由用户按要求自由组合,区分为固定式调节器和可编程调节器。按结构形式可分为仪表式或装置式。

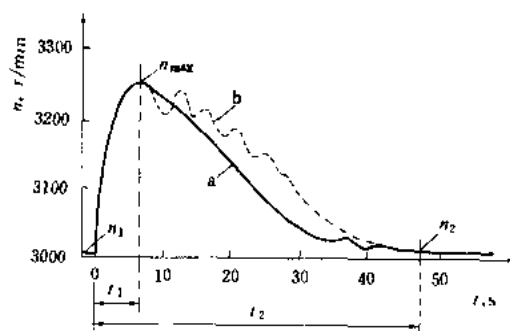
发展与展望 在50年代,随着数字计算机的发展,人们就试图将其应用于工业过程控制领域,但由于器件可靠性及价格等方面的原因,实际用于生产过程的数字调节仪表并不多。直到70年代初,由于可靠性高、价格便宜、功能齐全的微处理机的出现,才使得采用它作为主要器件的数字式调节仪表获得了飞速的发展。数字式调节仪表现在不仅作为单台仪表使用,而且可以通过通信接口,与功能更强的上位计算机(或操作站形式出现)联接,此时多台数字式调节仪表组成现场控制级,担负控制功能,上位计算机(操作站)负责整体的监视与管理,构成综合控制系统。

~huailu he shiyan

甩负荷试验 (load dump test) 汽轮机在不同负荷下突然卸去负荷以考核调节装置动态特性的试验。新机甩负荷试验是一项严格、仔细、涉及面广的重要试验项目,它只考核新装汽轮机调节系统的动态特性。整套机组(包括机、电、炉主辅设备及热工自动装置)能否经受甩负荷考核,还必须通过快速切除负荷试验(FCB)来实现。

考核要求 对汽轮机调节系统动态特性的考核要求有稳定性、最大飞升转速、稳定时间三个方面。

(1) **稳定性**: 机组甩去负荷后,因外来扰动而离开平衡状态,调节系统应能重新过渡到新的平衡状态,保持汽轮机空载稳定运行。调节过程可以是单调稳定(图中曲线a),也可以是衰减振荡稳定(图中曲线b)。



汽轮机甩负荷动态过渡过程

(2) **最大飞升转速**: 由于调节汽门延迟关闭和关闭需要时间以及汽轮机内部剩汽做功,汽轮机甩负荷后,转速迅速上升,升至某一峰值后才开始回降,该峰值即为最大飞升转速(图曲线a的 n_{max} 点)。最大飞升转速不允许超过危急保安器动作转速。若危急保安器动作转速允许为额定转速的 $110 \pm 1\%$,则额定转速下的最大飞升率应小于9%。转速最大飞升率 $= \frac{n_{max} - n_1}{n_0} \times 100\%$,式中 n_0 为额定转速, n_1 为甩负荷前的初始转速。对于工作转速为3000 r/min的机组, n_1 不宜超过3030 r/min。

(3) **稳定时间**: 由初始平衡状态 n_1 过渡至新的平衡状态 n_2 所需要的时间,即甩负荷开始到达稳定转速的时间 t_2 。甩全负荷时要求 $t_2 < 50$ s。转速飞升曲线通常采用录波器录制。

新机组甩负荷应具备条件 新机组应经过连续试运行考验,性能良好;经空载及满负荷试运行,调节系统工作正常,速度变动率及迟缓率符合要求;汽门关闭时间及严密性试验合格,抽汽逆止门连锁动作良好,关闭迅速严密;超速试验时危急保安器动作正常;手动脱扣动作良好。试验还应取得电网调度批准和安排,以保证电网安全运行。

试验方式 根据设备情况和具体要求而不同,可有两种方式:①机组带额定负荷试运行一定阶段后,具备甩负荷试验条件、征得电网同意甩半负荷和全负荷各一次;对于抽汽供热式机组必须先经无抽汽的凝汽工况下甩满负荷合格,然后在最大抽汽流量下甩额定

电负荷,此时还应考虑热网供热安全生产要求。②机组按 $\frac{1}{4} \sim \frac{4}{4}$ 工况分阶段带负荷调试,每一阶段结束前进行甩相应负荷的试验。

对于电调、液调并存的机组,还可交叉地进行电调、液调控制下的甩负荷试验。

由于甩负荷是机组最恶劣的一种运行工况。因此目前正在努力寻找可替代的简易试验方法,并由此提出了测功法甩负荷试验方案。

测功法甩负荷试验是在机组不与电网解列,突然关闭汽门的情况下测取发电机有功功率变化的过程,并由此换算得到转子飞升曲线。这是一种简便的间接考核汽轮机调节系统动态特性的试验方法。中国已先后在上海外高桥发电厂4号机、沈阳铁岭发电厂4号机、阳泉二厂2号机、石横发电厂3号机及台州发电厂8号机上进行常规法及测功法甩负荷试验,并取得了经验。

shuanggongzhi xushuan

双工质循环 (binary cycle) 同时使用两种不同工质的热力循环。使用两种工质的目的在于利用不同工质在不同参数范围内的有利性质以提高循环效率或改善循环性能。两汽循环即属双工质循环。双工质循环的使用增加了能量装置结构和运行上的复杂性,应根据具体情况慎重论证其使用的合理性。

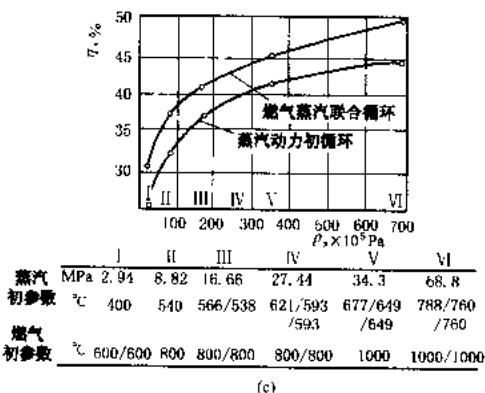
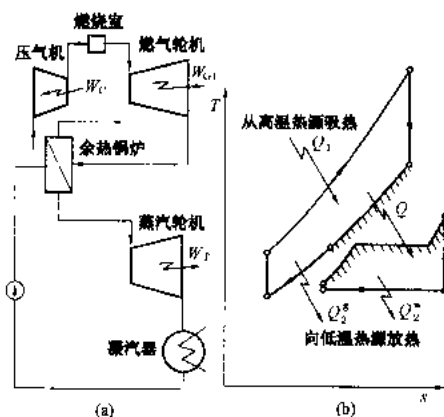
燃气-蒸汽联合循环 提高循环热效率的基本原则之一就是提高工质从高温热源中吸热的平均温度,并降低工质向低温热源放热的平均温度。蒸汽动力循环中,工质的吸热平均温度主要取决于工质的汽化(相变)温度和汽化潜热占总吸热量的大小。对于水工质来说,工质从高温热源吸热的平均温度不可能太高,但在低温热源端,却能保证较低的放热平均温度。另一方面,燃气轮机循环(见布雷顿循环)要保证较高的吸热平均温度比较容易,而向低温热源放热的平均温度则难以降低。为了提高循环热效率,可将燃气轮机循环叠加于蒸汽循环之上,由燃气轮机循环从热源吸热,蒸汽循环从燃气轮机循环的排气中吸热,最后由蒸汽循环向低温热源排热。这种双工质循环,叫做燃气-蒸汽联合循环,如图(a)(系统图)和图(b)(T-s图)所示,其中,燃气轮机循环叫做蒸汽循环的“顶循环”,蒸汽循环叫做燃气轮机循环的“底循环”。图(c)为燃气-蒸汽联合循环与蒸汽动力循环热效率的比较。

两汽循环 见两汽循环。

其他双工质循环 有时,为了改善工质从高温热源吸热过程或工质向低温热源放热过程的性能,以减小传热的不可逆性,提高循环效率,也可使用混合工

质,使之在等压变温的条件下与热源交换热量。混合工质又叫多组元工质。所谓一个组元就是同一种分子组成的物质。混合工质多限于二组元工质,由它构成的循环也属于双工质循环。

为了其他目的也可考虑使用两种工质。例如在环境温度很低时,为了充分利用低温,同时又不使在低温端蒸汽的容积流量太大,不妨在蒸汽动力循环下叠加一个用低沸点的非水工质的“底循环”。



燃气-蒸汽联合循环

(a) 系统图; (b) T-s图; (c) 热效率

shuibengfang kongzhi

水泵房控制 (pump house control) 对直流供水或循环供水水泵房及补给水、生活水、消防水等泵房的工艺系统的控制。

大型火力发电厂厂区内上述泵房的控制,一般均采用可编程逻辑控制器或小型工业控制机在泵房内就地控制;为减少值班人员也可采用远程技术,将各水泵房的控制集中于一个控制室内,实现就地无人值班。当采用多台深井泵提供补给水时,因泵房地理上较分散,多采用遥测通讯技术。

当电厂采用直流供水系统供水时,由于岸边(或河心)泵房距厂区较远,一般在泵房设控制值班室;为减

少值班人员,当供水为单元制循环供水系统时,可将其控制纳入单元机组的分散控制系统中,由单元机组值班员兼管。

shu chongji

水冲击 (water induction) 因水或冷蒸汽进入汽轮机而引起的事故。水冲击会导致推力轴承损坏、叶片损伤、汽缸和转子热应力裂纹、动静部分碰磨、高温金属部件永久性翘曲或变形,以及由此带来的汽轮发电机组振动,从而导致轴承、基础及油系统损伤等,是现代大型汽轮机发生较多且对设备损伤较为严重的恶性事故之一。

原因 所谓水冲击是指水流或水滴与高速旋转的叶片相撞击。水的来源主要有三种:一是锅筒满水或减温喷水过量,或主蒸汽及再热蒸汽管道在启动或低负荷时疏水不充分,都会使蒸汽携带水分进入汽轮机;二是汽轮机本身在启动过程中的冷凝水或正常运行中湿蒸汽的水滴,因疏水不当而滞留在机内;三是加热器、除氧器和凝汽器水侧管子泄漏,或汽侧疏水不畅,使水倒灌进入汽轮机。

机组运行工况不稳定,负荷发生大幅度变化或改变运行方式进行系统切换过程中,汽轮机亦常发生进冷蒸汽事故。冷蒸汽的来源也有三种:一是在机组运行过程中主蒸汽及再热蒸汽温度突然急剧下降,低温蒸汽进入汽轮机;二是与汽轮机本体直接相通的疏水、旁路管道或停用的抽汽管道在机组运行时处于关闭状态,隔离门前凝集着高温水,若汽轮机缸内压力突然降低,低于相应水温下的饱和压力,将引起这部分高温水闪蒸,低温蒸汽进入汽轮机;三是机组运行中因负荷变化或为改变运行方式,需要进行系统切换时,处于热备用的蒸汽管道暖道不充分,使冷蒸汽进入汽轮机。

防止措施 主要有:①过热器、再热器喷水减温系统选用性能可靠的喷水调节阀,并在减温水管路上设置闭锁阀,在主燃料切断或汽轮机跳闸或负荷低于规定值时应自动关闭;②选用高质量的给水调节阀和给水调节装置,防止锅筒满水;③正确设计和安装疏水系统(见疏放水系统);④加热器、除氧器设置可靠的水位调节器和高水位报警及保护装置;⑤在可能有水侵入处以及汽轮机内缸若干断面上下装设对内监视热电偶,如发现上下温差异常,则表示下部有水,应立即停机或进行相应处理;⑥加强对运行人员防止进水或进冷蒸汽的训练。如疏水系统以及监视保护系统设计安装完善,运行人员的精心监视和及时操作则是防止进水或进冷蒸汽事故的关键,对此运行规程应做出周密规定,特别是在启动、停机或低负荷运行时的疏水,正常运行时如何判断进水或进冷蒸汽,以及有进水、进

冷蒸汽征兆时进行紧急处理的要求等。例如,当出现蒸汽温度急剧下降、管道振动、负轴向推力增大、金属温度骤降、机组异常振动等征兆时,应按规程规定迅速果断予以处理,尽可能地将危害减轻到最小程度。

shu chuli xitong shunxu kongzhi

水处理系统顺序控制 (water treatment system sequence control) 对火力发电厂各种水处理系统的工艺过程实施顺序控制的统称。

锅炉补给水处理系统控制 锅炉补给水除盐系统通常由过滤器、阳离子、阴离子、混合离子交换器和中间水泵组成,也有的采用反渗透装置与离子交换器混合系统。每台阳离子交换器由11~13个阀门控制,运行时间约24 h,还原时间约为100 min;每台阴离子交换器需要11~13个阀门控制,运行时间约为24 h,还原时间约为130 min;每台混合离子交换器由约17个阀门控制,运行时间约72 h,还原时间约为140 min。由此可以看出锅炉补给水处理系统是相当复杂的,依靠人工控制时容易发生误操作,又由于锅炉补给水量较大,除盐系统经常处于运行与还原状态的切换过程,运行人员劳动强度也是很高的。因此,补给水除盐系统是火电厂中最早采用顺序控制技术的较大系统。可编程逻辑控制器已广泛用于除盐系统的控制,至于值班员监控部分,过去常采用醒目的模拟盘与按钮、开关进行集中控制,现已发展为采用上位计算机,以键盘和鼠标取代按钮与开关,以CRT屏幕显示取代常规模拟盘。

除盐系统的控制系统接受各化学仪表的采样信号,其中最主要的是水质信号和各种液位信号,控制系统根据这些信号进行处理后去控制除盐系统的整个工艺过程,使之自动进入运行状态或反洗状态或再生状态等;也可以根据运行经验采用时间判断输入控制系统,对整个除盐系统的工艺过程进行控制。目前较多的情况是采用这两种控制方案的结合形式。

控制系统的输出信号控制电磁阀的启、闭,由电磁阀再控制进入气动隔膜阀的气路,从而改变阀门的开启或关闭状态,控制介质的流向,最后达到控制整个工艺流程的目的。

凝结水精处理系统控制 精处理系统由过滤器与混合离子交换器组成,工艺过程与控制策略类似补给水处理系统中的二级除盐,不同的是由于要去除被离子交换树脂层阻截的金属氧化物,要进行反复多次的空气擦洗,再加上水量大,设备台套多,操作频繁,依靠人工操作几乎是不可能的,所以,精处理系统都配有顺控装置,已广泛采用可编程序控制器与上位机控制。

水内冷发电机组冷却水处理系统控制 冷却水虽然采用除盐水或凝结水,但为防止水中氧和二氧化碳

对发电机绕组空心铜导线的腐蚀,控制水为低电导率,需加缓蚀剂,采用定量控制。必要时冷却水还要再次用离子交换法处理,工艺过程与控制策略类似补给水处理系统。

循环冷却水处理系统控制 包括防垢、防腐、防生物污染处理的加药定量控制。

废水处理系统控制 对废水处理系统的控制目前主要是通过化学监督,控制药剂及酸、碱的投放量,使废水达到排放标准,另外就是对各种泵与阀门进行局部顺序控制,控制废水流向,或排放或再利用。

锅炉给水处理系统控制 对热力除氧器和加氨进行控制,控制水中氧和中和 CO_2 ,以调节给水 pH 值。

锅内水处理系统控制 分别进行酸碱度控制与沉积物控制。酸碱度控制是对加药泵进行计量控制,使锅内水呈微碱性;沉积物控制是采用连续排污与定期排污。连续排污采用远方控制或纳入主系统控制之内。定期排污采用两种方式配置,一种用可编程序控制器自成系统,另一种是纳入主系统的顺序控制系统之中。

5.2.1 水垢

水垢 (scale) 在热力设备受热面水侧和热交换设备水侧生成的固态附着物。水垢的化学组成相当复杂。有钙、镁垢,硅酸盐垢,氧化铁垢和铜垢等,随锅炉参数和水质不同而异。火力发电厂锅炉受热面可形成各种水垢,凝汽器管内侧主要生成钙、镁水垢。

危害 严重影响热力设备安全经济运行;①增大受热面热阻,降低传热效率,增加热损失及煤耗;②使水冷壁管金属过热,超过允许温度产生蠕变,以致在压力下引起鼓包、穿孔、破裂、爆管,损坏设备,中断运行,影响发电;③水渗入垢的孔隙,在垢下发生急剧蒸发浓缩或电化学反应,造成垢下腐蚀,严重时可引起管壁穿孔以致爆管;④增加检修工作量和酸洗次数。

水垢形成及防止 鉴于锅炉参数和水质的不同,会形成各种水垢,如钙、镁垢,硅酸盐垢,氧化铁垢,铜垢等。

钙、镁垢 钙、镁含量可高达 90% 左右。按组成成分,钙、镁水垢又分为多种情况,下表为各种钙、镁水垢化学成分的一例。

各种钙、镁水垢化学成分示例

水垢类别	化 学 成 分 (%)						
	Fe_2O_3	CaO	MgO	SiO_2	SO_3	CO_2	燃烧减量
硫酸钙水垢	6.6	35.7	0.9	10.3	43.7	0.3	2.8
碳酸钙水垢	9.8	36.4	2.5	12.3	2.7	24.7	31.2
硅酸钙水垢	4.8	43.0	1.1	41.9	微量	5.4	8.8
混合水垢	2.8	35.2	3.7	19.6	12.5	16.7	21.0

钙、镁水垢的形成,是因为水在受热过程中,使溶解于水中的钙、镁化合物离子的浓度乘积超过溶度积,钙、镁化合物从水中析出;金属面粗糙凸起的小丘作为固体析出的核心,加快了沉积速度;以及金属表面氧化膜的吸着力,使析出物牢固地积结在金属表面。这种水垢除积结在锅炉受热面外,还以致密结晶形式沉结在省煤器、凝汽器、加热器和冷却塔壁上。导致钙、镁化合物浓度超过溶度积的原因有:①温度升高,溶解度降低;②水受热蒸发浓缩,离子浓度增加;③加热过程中发生化学反应,生成难溶物质,如:



防止钙、镁水垢,主要是进行锅炉补给水软化(中、低压锅炉)或除盐(高压及以上锅炉),以及循环冷却水加阻垢剂。锅筒锅炉还应进行磷酸盐锅内处理和排污。直流锅炉采用凝结水净化处理。现代锅炉补给水处理技术比较完善,火电厂锅炉受热面一般较少出现钙、镁水垢,只有在凝汽器长期严重泄漏情况下才会发生,因此,要十分重视凝汽器管材的选用和安装质量。

硅酸盐垢 有各种不同的组成成分和结构。除钙、镁类型,如钙硅石 ($5\text{CaSiO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$)、镁橄榄石 ($2\text{MgO} \cdot \text{SiO}_2$)、蛇纹石 ($3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$),还有钠、铁、铝类型,如钠辉石 ($\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2$)、钠沸石 ($\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)、黝方石 ($4\text{Na}_2\text{O} \cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot \text{SO}_4$) 等。

硅酸盐水垢的形成,是由于锅炉补给水和凝结水带来的硅、铁、铝、钙、镁等化合物,在锅内热负荷作用下,从多孔的块状沉淀到坚硬致密的组织,平滑均匀地积结在受热金属表面。锅炉压力、热负荷和锅水中硅、铁、铝等化合物的含量是形成硅酸盐水垢的决定因素。一般硅酸盐水垢中约含 SiO_2 40%~50%。

硅酸盐水垢的防止,主要是做好锅炉补给水的处理,防止凝汽器泄漏,减少结垢物质进入锅内。

氧化铁垢 氧化铁含量可达 70%~90%,还可能有金属铜和氧化铜及少量钙、镁、硅化物、磷酸盐等。一般垢表面呈棕色,内层为黑色或灰色,垢下常有少量的白色盐类。

氧化铁垢的形成,主要是炉前系统的腐蚀产物带进锅内和锅内形成的腐蚀产物,在锅炉高热负荷的部位(如燃烧器附近)沉积于管内金属表面而成的,其形成和热负荷的关系很大,故高压及以上锅炉容易发生。

氧化铁垢的防止,除锅炉燃烧不当造成的局部高热负荷外,锅炉的正常高热负荷是客观存在的,因此,必须从基建、运行和停炉备用各个阶段防止热力设备的腐蚀,以减少给水和锅水的含铁量。(见腐蚀、热力设备金属腐蚀防护)

铜垢 与其他类水垢显著不同的是铜在铜垢的总



体上含量较少,而在垢的表层含量最高,有时可见到金属铜粒,往下逐渐减少,靠近管壁处含铜量最低,金属铜呈多孔小丘,并连成片,成海绵状沉积层。

高热负荷作用下形成的多孔海绵状金属铜,不断渗入锅水,经蒸发浓缩,将钙、铁、硅等化合物沉积孔隙中。因此铜含量在总体上所占百分比比较小。由于金属铜继续在已成垢的表面上析出,则垢表层的铜量最高。高热负荷是形成铜垢的重要条件,因此,高压及以上锅炉容易发生。

铜垢的防止,防止凝汽器和低压加热器铜管的二氧化碳和氢腐蚀,减少带入锅内的铜量是主要措施。(见热力设备金属腐蚀防护)

shu gou shi yan fang fa

水垢试验方法 (water scale analyzing method)

应用化学分析或物理化学方法测定水垢成分的方法。火力发电厂热力系统内积结的水垢,是指自水溶液中直接析出并附着在锅炉和热交换器金属内表面以及管道、阀门等部件水侧表面的沉积物。水垢的主要成分为:钙和镁的碳酸盐、硫酸盐,钙的硅酸盐,铁的磷酸盐,硅、铁、铜、铝、锌的氧化物等。水垢的试验项目通常有:水分、灼烧减(增)量、碱度、碳酸盐、硫酸盐、磷酸盐、二氧化硅、氧化铁、氧化铜、氧化铝、氧化锌、氧化钙和氧化镁等。

水垢试验方法也适用于火电厂蒸汽通流部分的积盐和热力系统各部位的腐蚀产物的成分分析。

水垢(包括腐蚀产物和积盐)通常是非均匀物质,在热力设备内的分布也很不均匀,故在测定水垢成分之前,先将从热力设备内采集的样品经加工(破碎、缩分、研磨)、化学分解(酸溶解,碳酸钠、氢氧化钠和偏硼酸锂等熔融),再制备成分项分析液,然后可按水试验方法的有关方法进行测定。

重量分析法 水垢试验项目中,除碱度、碳酸盐和重碳酸盐以外,几乎均可用重量法进行分析,尤其是水分和灼烧减(增)量必须采用重量法。但因重量分析法耗时较多,所以绝大多数项目的测定采用容量法和仪器分析。

容量分析法 水垢试验项目中大都采用容量分析法进行测定。如碱度、碳酸盐和重碳酸盐应用中和滴定分析;氧化钙、氧化镁、氧化锌、三氧化二铝和三氧化二铁等应用络合滴定(EDTA 滴定)分析;氧化铜应用氧化还原滴定(碘量法)分析。

仪器分析法 仪器分析的特点是分析速度快、灵敏度高和自动化程度高。所以水垢试验项目中很多已采用仪器分析。

分光光度法 又称吸光光度法,是利用单色器(棱

镜或光栅)获得单色光来测定物质对光吸收能力的方法。水垢试验项目中的二氧化硅、磷酸盐、氧化铁、氧化铜、氧化铝和氧化锌等,经化学处理后都具有特定色相,均可应用分光光度法进行测定(见水汽试验方法)。如二氧化硅采用硅钼蓝光度法,硫酸盐采用铬酸钡或硫酸钡光度法,磷酸盐采用磷钒钼黄光度法,氧化铜采用铜—双环己酮酞二胺络合光度法,氧化铁采用磺基水杨酸或邻菲罗啉光度法等。

原子吸收分光光度法 利用元素的原子蒸气(火焰或石墨炉产生)吸收锐线光源(空心阴极灯或无极放电灯)的光进行定量分析的方法。水垢中的金属氧化物经化学处理后,都可采用此法进行测定。

离子色谱法 一种新的液相色谱分析技术。用离子交换树脂作分离柱(固定相),用某种液体作淋洗液(流动相),当淋洗液将样品带到分离柱时,由于各种离子对离子交换树脂的亲合力不同,样品在分离柱上分离成不连续的谱带,并依次洗脱。这种借助在两相间的不同分配使混合物中各组分获得分离的技术称为色谱法。离子色谱法则进一步将分离过的样品送入一个化学抑制柱,化学抑制柱的作用是扣除淋洗液背景电导和使样品中的离子变成相应的酸或碱,以此提高离子的电导。通过化学抑制的样品经过电导检测器,定量的检测出样品中的各种离子。离子色谱法具有快速、灵敏、选择性好和同时测定多组分的优点。尤其是能检测很多目前用其他方法难以检测的离子(如高纯水中的微量阴离子)。离子色谱法测定离子浓度的范围是毫克/升级到微克/升级,若采用浓缩柱则可达纳克/升级。选用不同的淋洗液、不同分离柱和不同检测器的组合,离子色谱法能测定的离子和化合物(包括无机阴离子、无机阳离子和有机化合物)已达数百种。离子色谱法在能源、环境、食品、医疗卫生、水文地质和工业各行业得到了广泛的应用。

shu leng bi

水冷壁 (water wall) 敷设在锅炉炉膛四周由多根并联管组成的水冷包壳。主要吸收炉膛中高温燃烧产物的辐射热量,工质在其中作上升运动,受热蒸发。分光管及膜式水冷壁两种。

光管水冷壁 由一般锅炉钢管组成。广泛用于中小容量锅炉。水冷壁布置紧密程度以管间距 s 与管子外径 d 之比(s/d)来衡量。锅炉容量小, s/d 大(1.5~2),金属利用率高,对炉墙保护性能差,往往采用耐火砖砌重型炉墙。随锅炉容量增大, s/d 变小(1.1~1.2),金属利用率低,可采用轻型炉墙。当 $s/d < 1.1$ 时,可以采用敷管炉墙。光管水冷壁制造工艺简单,不需要大型机械加工设备,但锅炉密封性差,炉墙结构复杂

且施工困难,支吊结构也较复杂,安装时还需充分注意热膨胀问题。

膜式水冷壁 由管子和鳍片焊成的气密式结构。优点为炉膛漏风少;可采用敷管炉墙,减轻钢结构荷载,降低锅炉成本;便于采用悬吊结构且改善热膨胀系统;适合大型机械化生产,组装率高;蓄热能力小,缩短起、停炉时间。缺点是制造工艺较复杂。按制造工艺的不同,膜式水冷壁分为三种(见图1):①用轧制的鳍片管成排焊制而成,焊接工作量少,但鳍片管价格昂贵;②光管加鳍片(扁钢)成排焊成,材料成本低,易满足多种节距的要求,但扁钢精度要求高,需要精整设备;③光管烧熔焊,管间鳍片由焊丝熔化填充形成,多用于管间节距较小的管屏。膜式水冷壁的管间节距与锅炉压力、炉膛热负荷等因素有关,一般 s/d 为1.2~1.5。

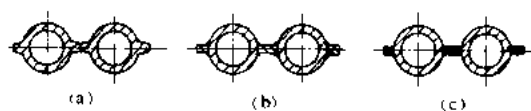


图1 膜式水冷壁

(a) 鳍片管; (b) 光管加扁钢; (c) 光管烧熔焊

材质和管径 对于中、高压及超高压锅炉,在正常水循环工况下,管壁能受到良好冷却,可选用碳钢管。对于亚临界及超临界压力锅炉,由于可能出现传热恶化,且介质温度高(特别是超临界参数时),往往需要采用内螺纹管(管内壁上有螺旋形槽道,图2示出较典型的结构)或Cr-Mo合金钢管。对于膜式水冷壁还应校核鳍片最高温度及鳍片应力。自然循环锅炉水冷壁管外径一般为42~76 mm,亚临界压力控制循环锅炉为42~51 mm,直流锅炉为22~42 mm。

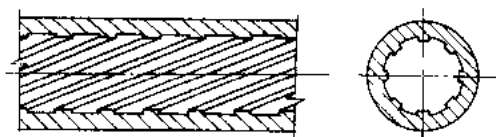


图2 内螺纹管

水力除灰系统

水力除灰系统 (hydraulic ash handling system)

以水为动力和介质,将锅炉炉膛渣斗的炉渣和除尘器、空气预热器、省煤器灰斗等储灰点的细灰进行输送、排放的工艺设施。

中国大部分火力发电厂采用水力除灰方式。水力除灰的优点是:避免灰渣在处理 and 输送中飞扬;运行操作简便;便于长距离输送。缺点是:水量消耗大;湿灰的活性差,不利于灰渣的综合利用;当灰中的氧化钙含

量较高时,管道内壁易于结垢。

水力除灰系统可分为灰和渣分开单独输送的灰渣分除系统和灰与渣混合后集中输送的灰渣混除系统两种;按照输送浓度又可分为高浓度输送系统和低浓度输送系统。划分浓度的高低一般以灰渣浆中灰渣的重量含量为40%作为分界线。

低浓度灰渣分除系统 主要适用于有近距离灰渣场以及对灰渣有分别综合利用要求的火电厂。锅炉排出的炉渣和细灰分别经冲洗水搅拌冲入灰渣沟,以自流方式分别输送至灰、渣浆池,然后用离心式灰浆泵和灰渣泵分别送到灰、渣场;也可用灰浆泵单独将细灰送至灰场,利用沉渣池或脱水仓将炉渣沉淀脱水后,装入汽车或其他运输设备运至渣场或灰渣综合利用厂。低浓度输送系统灰、渣与水的比例分别为:1:(7~10)和1:(15~20)。工艺流程如图1。

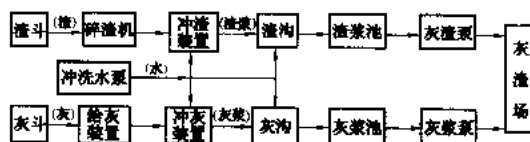


图1 低浓度灰渣分除系统工艺流程

采用自流沟方式输送时,渣沟坡度一般为1.5%,灰沟坡度一般为1%。当主厂房与灰、渣浆池的距离近,高差能满足布置要求时,可以用自流沟方式输送。

低浓度灰渣混除系统 适用于有近距离灰渣场的中小容量火电厂。用冲洗水将锅炉炉膛排出的炉渣,中速磨煤机排出的石子煤,以及除尘器、省煤器和空气预热器灰斗排出的粉煤灰冲入渣沟和灰沟后,集中到灰渣浆池,由离心式灰渣泵通过管道送至灰场。

高浓度灰渣混除系统 主要适用于仅有远距离、大高差灰渣场的火电厂从锅炉炉膛排出的炉渣,经冷却、粒化和碎渣机破碎后的最大粒径一般约为25 mm,因此,在进入输送设备前,必须用磨渣机将渣磨细至1 mm及以下,与灰浆汇合后的浓度一般控制在40%左右,以适应高浓度输送的要求。此系统设备较多,运行管理较复杂。

低浓度输渣、高浓度输灰的分除系统 主要适用于火电厂仅有近距离渣场,而灰场的距离远、高差大的灰渣输送,这种系统可节约用水、防止或减轻灰管结垢。

低浓度输渣系统 系将锅炉排出的炉渣破碎后与冲洗水混合排入渣沟,汇流至渣浆池,然后用渣浆泵输送至渣场;或由水加喷射器将锅炉排出的渣通过管道输送至脱水仓或其他中转设施,渣经脱水后用汽车或其他运输设备运送至渣场。脱水仓设2台,相互交替进浆和脱水、排渣,脱水仓的溢排水经澄清池澄清后重复使用,高浓度输灰系统可将干灰集中后制浆,或以低浓度

嘴,利用水流和重力作用将积存的炉渣沿滑槽通过排渣门排出,然后经碎渣机破碎排至渣沟,输至除灰渣系统。该装置多用于200 MW以下中小容量固态排渣煤粉锅炉上。

水封斗式排渣装置 如图 2 所示, 炉膛排渣口正下方设置由金属外壳和构架支承的 V 型棱锥渣斗, 依

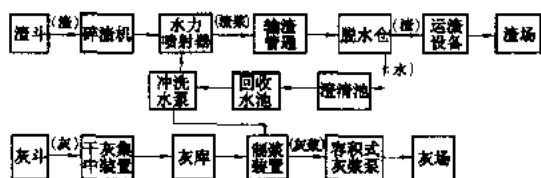


图2 低浓度输渣、高浓度输灰分除系统的工艺流程

水力除灰系统的水源 冲灰渣水源一般取自循环水排水及电厂的回收水,利用冲洗水泵升压。水泵扬程一般为 80~120 mH₂O,流量按冲灰需要的耗水量确定。

水力排渣装置 (hydraulic bottom ash removal equipment) 收集炉膛或炉排落下的炉

收集炉膛或炉排落下的炉渣,以压力水流为动力将其清除出去的机械装置。一般有水力排渣槽和水封斗式排渣装置两种型式。

水力排渣槽 在锅炉炉底排渣口下方地面上，用红砖、水泥和耐火混凝土砌筑并用金属构架固定带有一定坡度的滑槽装置。依容量大小一台锅炉可配置一个或多个排渣槽。每个排渣槽内设有积存灰渣的灰渣室、熄火喷嘴、冲渣喷嘴、排渣门、门孔以及碎渣机。有时还设置将大块渣初破碎的顶渣装置（见图1）。锅炉运行时，炽热炉渣经炉膛冷灰斗落入炉渣室，由淋渣熄火喷嘴喷出的水将渣浇灭，冷却后积存在炉渣室内。当积存达 $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{2}$ 炉渣室容积时，开启排渣门和冲渣喷

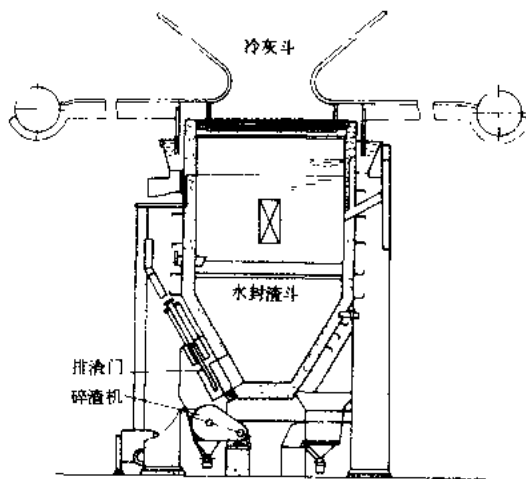


图 2 永封斗式排渣装置

锅炉容量渣斗可设计成单 V、W 和三 V 型式。渣斗上装有下列装置：①每个 V 型渣斗的斜坡上有一只排渣闸门，排渣闸门由气缸启闭。②渣斗内斜面上和排渣闸门罩壳内装有多组高压冲渣喷嘴。③渣斗上部装有工业水补给接口和控制水位的溢流装置。渣斗上部与锅炉炉膛连接处设有补偿锅炉膨胀和密封用的水封插板。

装置以及保护渣斗内衬的水喷射系统。(1)观察孔、检查孔等排渣闸门罩壳出口处布置有碎渣机。锅炉运行时炉膛中炽热炉渣经炉膛冷灰斗落入充满水的渣斗里,经淬冷破碎积存于渣斗内,由补给工业水和适当溢流使渣斗内水温保持约 60℃。炉渣积满渣斗时,按次开启排渣闸门和冲渣喷嘴,利用重力和水流将炉渣排出渣斗,经碎渣机破碎后,将渣水混合物由渣沟或管道输至除渣系统。排渣过程一般为自动程序控制,或者远方手动操作。水封斗式除渣装置广泛用于水源丰富地区的固态除渣煤粉锅炉中。灰渣水可回收循环使用,以节约用水。

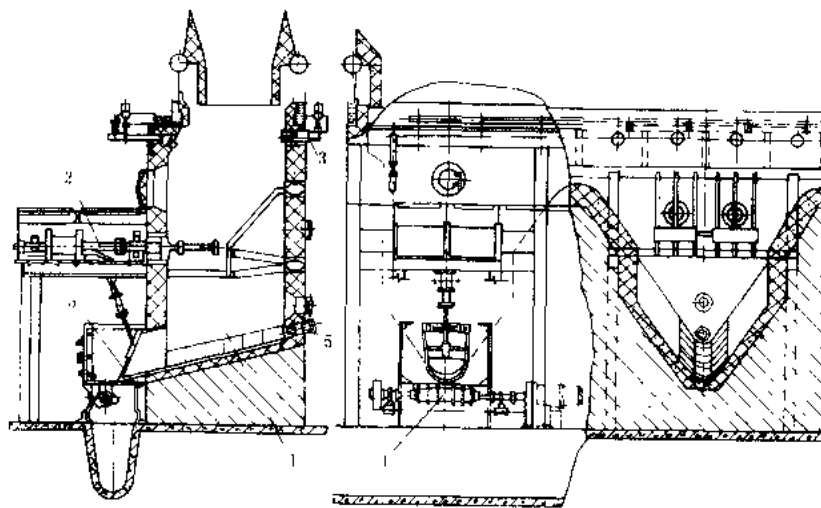


图 1 带顶渣装置的水力排渣槽

1—灰渣室；2—顶渣装置；3 熄火喷嘴；
4—碎渣机；5—冲渣喷嘴；6—排渣门

s. jiu shumei

水路输煤 (water way coal transportation)

利用船舶通过海域或江河将煤炭运抵火力发电厂专用煤码头或附近港口公用码头的运输方式。接纳船舶卸载所用的码头和卸煤机械称水运卸煤设施。

水路运输的船舶型式有普通煤船、肥大型煤船、煤驳和自航自卸煤船等,可根据供煤码头与电厂专用煤码头的运距和卸载条件综合考虑选用。通常对运距短、运量大的内海运输可采用肥大型煤船,当码头不具备卸载条件时,便可采用自航自卸煤船;内陆江河运输采用煤驳较多;而大型燃煤电厂多采用万吨级以上的普通煤船作为水路运输的主要运载工具。

码头 船舶停靠码头分浮码头和固定码头两类。浮码头由趸船、联桥和引桥组成。固定码头多采用桩基或大量土石方填筑建立的钢筋混凝土构筑物,必要时附带建有防浪堤。

设计中尽可能利用或扩建原有的港口码头。如必须新建船舶码头时,可和附近的厂矿企业联合建设,统一调度使用。如无上述条件时则设置电厂专用的船舶码头。

卸煤机械设备 随着火电厂的容量日益扩大,船舶用机械卸煤设备的类型、出力也不断向大型化和专业化发展。

桥式悬臂抓斗卸煤机 在可以沿码头纵向移动的门型架构上装有悬臂,依靠在悬臂上移动的承重小车带动抓斗挖取煤炭。这种卸煤机的承重小车可以通过卷扬机拖动。卷扬机有两种布置方式:将卷扬机布置在桥梁悬臂末端兼作平衡重量,通过绳索牵引承重小车和抓斗进行操作的,称为绳索牵引式抓斗机。由于卷扬机固定不动,便于罩以轻型小室。承重小车带有驱动机构可以在悬臂上行走,将卷扬机装在小车上直接操纵抓斗作业的,称为小车自走式抓斗机。由于小车移动,可以减少绳索的传动,运行方便,检修维护较为简单。

这一类卸煤机械属于典型的周期性间断作业机械,抓斗的外伸作业距离为20~44 m,抓斗的升降速度为80~140 m/min,承重小车的移动速度为160~200 m/min,循环作业每分钟约80次,出力2500 t/h,极限出力可达2800 t/h。

斗链式卸煤机 门型构架的悬臂上装设斗链提升机的卸煤机械。斗链提升机靠下端的螺旋式取煤机挖取煤炭,经斗链提升后送到皮带运输机上运出。这种设备也有移动式 and 固定式两种。移动式斗链卸煤机作业时,煤船处于固定状态,由卸煤机沿码头纵向移动卸煤。固定式斗链卸煤机则依靠设在码头上的卷扬机拖动煤船进行卸煤作业,由悬臂上下移动调整斗链机的取料高度,以适应卸煤作业的需要。由于连续作业,这

种设备的最大出力可达6000 t/h。

螺旋式卸煤机 是连续卸煤机的一种,采用螺旋提升机的卸煤机械。特点是设备轻,对周围污染少。缺点是对煤的粒度有要求,不能有长大的杂质,如木片、钢筋等。

自卸船 带卸煤机械具有自行卸煤功能的船舶。其特点是煤船船舱被分隔为若干个独立的煤斗,斗下装置给煤机,将煤炭均匀地供向纵向布置的皮带运输机,直接运向电厂或送入设在码头上的储煤斗内储存。这种自卸船可以用来代替设在码头上的卸煤机械。

抓斗式卸煤机受间断作业条件的限制,出力可达2500 t/h左右,已经达到这类设备的极限值,且受抓斗作业易于产生死角,剩余煤的清扫量较大,在大型火电厂建设中,有被斗链式卸煤机取代的趋势。斗链式卸煤机具有出力大、粉尘少,自动化程度高的特点,工作效率高于抓斗式卸煤机。但斗链式卸煤机的传动机构比较复杂,对大幅度的水位变化适应能力有待提高,应用尚不普遍,但仍为具有广阔发展前途的大型卸煤设备。

自卸煤船具有灵活机动的特点,是大型火电厂水运卸煤的适用工具。英、美等国都有使用经验。中国青岛电厂设计成功的1500 t自航式自卸船,已经投入运行,效果良好。

码头运输设备 煤炭卸船后,均通过码头上的皮带运输机接入电厂的输煤系统,直接送进锅炉房,或运到储煤场存储。

shun. neng lian dian ji de yunxing

水内冷发电机的运行 (operation of water cooled generator)

由于这种发电机的定子或转子绕组采用内部通水直接冷却,因此必须增设内部水路和外部供水系统,运行维护和检修都比空冷发电机复杂。但它又是无氢机组,无需设置氢、油系统,也无需采用专门的防爆设计,因此,它比起氢冷发电机来又具有结构简单,维护方便的特点。

水内冷发电机运行的特点是:①冷却水质要求高,且不得断水;②运行中要密切注意防止绕组漏水;③绕组温度低,冷却均匀。

冷却系统监视 首先要加强化学监督,保证良好的冷却水质,在这一方面中国积累了丰富的运行经验,具体水质要求见下表,对进水温度的要求为40~50℃ ($P_N \geq 200$ MW), 20~45℃ ($P_N < 200$ MW)。英国的水质要求是:电导率 $1 \mu S/cm$,溶氧 $20 \mu g/L$,含铜 $150 \mu g/L$,pH值9(最大)。静子水冷的水温要求是:进水40℃,出水65~75℃。运行中应保持冷却水系统的各项运行参数,包括水流量、进水压力、进水温度,以及水质指标在允许变动范围内,发现异常应及时消除。

泄漏与断水的检查处理 运行经验表明,定、转子绕组水系统发生泄漏是水内冷发电机的一个主要运行问题,运行中加强这方面的检查和监视十分必要。常用的监测办法是:经常对发电机用专用检漏仪进行检查、校核;并经常使用发电机绝缘监察装置测量定、转子对地电压和转子绝缘电阻值,转子绝缘电阻值一般不应低于 $2000\ \Omega$ 。若发现发电机有漏水情况,并伴有定子绕组接地信号或发生转子绕组一点接地,应立即紧急停机。若漏水不严重,且无绕组接地信号时,可先适当降低进水压力和发电机电流运行,若降压后漏水有消失趋势,则可加强监视,申请停机处理。若降低压力后仍滴水不止,应立即减负荷解列停机。

中国有关规程对发电机冷却用水水质的要求

外观	纯净、透明、无机碱混杂物
电导率	不大于 $2\ \mu\text{S}/\text{cm}$ (20°C , 密闭循环水系统), 不大于 $5\ \mu\text{S}/\text{cm}$ (20°C , 开启式水系统)
硬度	小于 $1\ \mu\text{mol}/\text{L}$ ($P_N \geq 200\ \text{MW}$), 小于 $5\ \mu\text{mol}/\text{L}$ ($P_N < 200\ \text{MW}$)
pH 值	$7.0 \sim 8.0$ (25°C)

水内冷发电机定、转子绕组不允许断水运行,如运行中冷却水突然中断超过 $20\ \text{s}$ 未恢复供水(具体限制时间根据制造厂的规定),且断水保护未动作时,应立即紧急停机。还应特别注意起停机过程中通水和断水的程序,切不可造成断水运行。

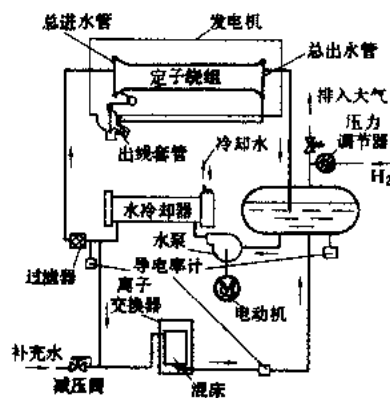
运行性能 水内冷发电机的最大优点是被冷却的绕组运行温度较低,从而延长了绕组绝缘的使用寿命,绝缘系统击穿事故也相对较少。基于这一特点,水内冷发电机允许的短时过载能力较强,即定子绕组短时过电流和转子绕组短时过电压均有较大幅值(按有关规程规定执行)。对水空冷发电机而言,由于定、转子铁芯为表面空冷,端部结构件和边端铁芯温度偏高,其承受不平衡电流的能力和进相能力相对稍差,例如中国生产的 QFS-300-2 型发电机的负序分量 I_2 与额定值之比 $I_2/I_N \leq 8\%$,其瞬态负序过载能力 $I_2^2 t < 8\ \text{s}$;当 $\cos\phi=1$ 时,发电机有功功率为 $270 \sim 300\ \text{MW}$;当 $\cos\phi$ 为进相 0.95 时,发电机有功功率就要降到 $210 \sim 240\ \text{MW}$ 。另外,因同样原因,水空冷发电机的运行噪声比氢冷发电机约高 $5\ \text{dB}$ 左右。

shuicaileng fadianji engqushui xitong

水内冷发电机冷却水系统 (cooling water system for water-cooled generator) 向水内冷发电机不间断地供应水温 and 水质符合标准的冷却水并具有自动监控功能的所有设备和装置的组合。由于对定、转子绕组冷却水质的要求有所不同,系统结构也

不同(见透平发电机冷却方式),冷却水可分开成定子和转子两个独立的闭式循环系统,但欧洲国家水氢冷却的发电机多合并为一个系统。

水内冷定子水系统 为防止大型高电压定子空心导线结垢堵塞,必须控制铜的氧化与沉淀。首先要把定子水箱密封起来,并加压充氮或氢,以减少水中溶氧和 CO_2 ,同时增设旁路式离子交换器维持水的低导电率,以降低泄漏电流,从而减缓 CuO 的沉淀。大型氢冷发电机的定子冷却水系统常布置成为整体的组合装置(如图所示)。冷却水泵将冷却水经冷却器压送到定子绕组的空心导线,出水流回水箱。系统的主要特点是:①密封式水箱充有低压氢气,由氢气系统经过减压调节阀供应。②供水管旁路上设有离子交换器。进入定子绕组的水质指标在中国一般规定为:电导率不大于 $2\ \mu\text{S}/\text{cm}$ (20°C), pH 值为 $7 \sim 8$, 硬度小于 $5\ \mu\text{mol}/\text{L}$ ($200\ \text{MW}$ 以下)及小于 $1\ \mu\text{mol}/\text{L}$ ($200\ \text{MW}$ 及以上),而其他国家只规定一个较严格的电导率指标,如小于 $0.5 \sim 1.5\ \mu\text{S}/\text{cm}$ 。补充水可用凝结水或除盐水。③为提高运行自动化水平及可靠性,装有多路差压开关,进水自动恒温控制及监测仪表等,以控制监测进出水温、水电导率、绕组水压降及流量、水氢压差、水箱氢压、水箱液位、水泵出口和定子进口水压等运行参数,它们的电信号都输入监测控制柜,并参与机组的自动化监控。④安全措施有温度保护和断水保护,前者有恒温器调节冷却器的冷却水量,使定子进水温度维持在允许值(一般为 $30 \sim 50^\circ\text{C}$) 范围内,如出水温度超出 85°C 时就报警;后者则在“流量非常低”与两台水泵“停车”同时报警时,若延时 $30\ \text{s}$ 仍无变化,发电机就自动解列并灭磁。



定子绕组冷却水系统简图

水内冷转子水系统 中国水内冷转子绕组的出水限于现有结构状况,无法与空气隔离,因此在运行中受到溶氧、 CO_2 及 Ca 离子的作用,水质逐步恶化。一般可定期换水或连续排放并补充,或添加缓蚀剂以改善

水质。由于转子励磁电压低,泄漏电流小,而且转子空心铜线通水截面也较大,迄今未发现结垢影响转子温升的现象,故对转子水质的要求可低一些,即电导率不大于 $3\mu\text{S}/\text{cm}$ (20°C)。主要设备与流程为:水箱→冷却水泵→冷却器→滤网→转子绕组→水箱。水箱设有浮球阀,控制水位并自动补水,水位过高时,水由溢水管溢出。

shuqi shiyan fangfa

水汽试验方法 (water and steam analyzing method) 应用化学分析或物理化学方法检测出

水和蒸汽中杂质组成和含量的方法。火力发电厂使用的水和蒸汽分为原水、化学处理补给水、锅炉给水、锅水、凝结水、疏水、冷却水和锅炉饱和蒸汽、过热蒸汽、蒸发器蒸汽等。通常水的试验项目有:钙、镁、钠、铁、铜、铬、硅等的硫酸盐、氯化物、碳酸盐、氧化物、氢氧化物和磷酸盐等无机物;以碳、氢、氮、硫、磷等组成的有机物和氨、联氨、溶解氧、游离二氧化碳、氯气等挥发性或气体物质;表示水中电解质总含量的电导率和氢离子浓度的pH值等。蒸汽试验的检测项目一般有硅化合物、钠盐、电导率和氯化物、硫酸盐、铁和铜化合物、pH值等。水试验方法检出的物质含量范围很广,一般以每公斤中几微克(ppb,即 10^{-6} 级)到几百甚至上千毫克(ppm,即 10^{-3} 级)。

水试验方法可分为化学分析和仪器分析两类。前者基本采用化学方法来达到分析目的,后者主要采用物理化学方法来取得测试结果。蒸汽中杂质含量一般很少,与水试验中除盐水、凝结水和锅炉给水的试验方法相同,主要应用仪器分析,但需要先经过冷凝取样与化学处理。

化学分析 根据水中物质的化学性质,利用与之相关的化学应对离子、化合物或元素进行含量测定。按最后测定方法可分为重量分析法和容量分析法。

重量分析法 使被测物质转化为一定的化合物或单质,并与其他物质分离(过滤、沉淀或蒸发等),然后用称量(分析天平)法计算结果。例如水中的全固体物、悬浮物、溶解固体物、钙、镁、铁、铜、铝、硅等的化合物以及氯化物、硫酸盐等物质均能使用此法测定。

容量分析法 将一种“标准溶液”滴加到被测物质的水溶液中,直到所加溶液与被测物质的摩尔(mol)数相等为止,根据标准溶液的用量和浓度计算被测物质的含量。例如水中酸度和碱度的中和滴定分析,钙、镁离子(硬度)和铁、铜离子等的络合滴定分析,以及氯化物和硫酸盐的沉淀滴定分析等。

仪器分析 根据水、汽中被测物质的分子、原子、离子或其化合物的物理和物理化学性质,应用仪器对

水、汽中物质进行含量测定。许多场合试样需经预处理使其能满足仪器的要求。水、汽试验项目的仪器分析大致有电化学、光谱和色谱等分析法。其特点是分析速度快,灵敏度高和自动化程度高,已被广泛使用。

电化学分析法 根据水、汽中物质浓度与电位、电流、电导或电量的关系来进行分析的方法。例如,电位法——水中酸度和碱度的电位滴定;电流法——溶解氧和联氨仪器分析;库仑法——溶解氧分析;用于杂质含量较低的水、汽电化学分析方法有电导率法和离子选择性电极法。电导率法是基于水、汽中总电解质含量与电导率呈比例关系,通常直接用电导率或经氢型阳离子交换处理后的电导率(称氢电导率)表示水、汽中各种溶解盐类的相对总含量。离子选择性电极是一种电化学传感体,它的电极电位与被测水、汽中离子的活度对数成线性关系,如 Na^+ 浓度测定为 p_{Na} , K^+ 浓度测定为 p_{K} , Ca^{2+} 浓度测定为 p_{Ca} , Cu^{2+} 浓度为 p_{Cu} , SO_4^{2-} 浓度测定为 p_{SO_4} 等,用标准溶液比较求出离子浓度。

光谱分析法 根据水汽中物质(包括预处理反应物)与电磁波(从 γ 射线至无线电波的波长范围)的相互作用或利用物质光学性质来进行分析的方法。常用的有:吸光光度法——水汽中某些有机物的红外和紫外光度分析,水汽中大多数元素、分子、离子或化合物经化学处理后能显示颜色的可见光光度分析(如铁、铜、铝、硅等氧化物、磷酸、硫酸、硝酸、亚硝酸等盐类和水中的溶解氧、联氨、氨、氯气、硫化氢等的光度分析);原子吸收分光光度法——电厂热系统水汽中大部分阳离子均能检出,尤其对铁、铜、铝、钾、钠、钙、镁等金属元素的检测最有效。

色谱分析法 通过装有固体吸附剂或离子交换剂(固定相)的色谱柱,由于对水中各种组分的吸收能力、溶解能力或交换速度的不同及化学反应平衡常数的差别,使水中各组分因吸附向前移动的速度不同而彼此分离,然后分别进入鉴定器检出。色谱分析有气相色谱、液相色谱和离子色谱法。离子色谱法是液相色谱的一种新的分支,是20世纪70年代后期发展起来的一项新分析技术,已被广泛采用。它卓有成效地解决了多组分痕量无机阴离子的快速和同时测定的问题。当流动相(洗脱液)将水汽试样带到分离柱时,由于样品中各种离子对离子交换树脂的相对亲和力不同,便在分离柱上分离成不连续的谱带,并依次被洗脱。水汽样品中所含有的多种离子(如 Cl^- 、 NO_2^- 、 NO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 PO_4^{3-} 等)应用总体性质检测器可同时依次检测出。

此外,还有许多为达到特定目的而使用的仪器分析,例如,色谱——原子吸收分光光度法和热导——红外分光光度法(表示水中总有机碳的TOC分析)等。

化学分析已有悠久的历史,由于它作为分析标准

物质的方法,即使现代分析仪器发展迅速,且各种分析工作绝大部分是应用仪器分析来完成,化学分析仍有其重要意义。仪器分析发展的趋势是:计算机化——结果自动显示或自动控制生产过程;分析速度快——同时能检出几种元素或项目;极高的灵敏度和精确度——能检出 $0.1\text{ }\mu\text{g}$ 甚至 $0.01\text{ }\mu\text{g}$ 级元素的含量等。

shu-qi zhi-liang biao-zhun

水汽质量标准 (water/steam quality criterion)

火力发电厂热力系统内水汽质量控制、监督的准则,为防止和减缓热力设备腐蚀、结垢与积盐对水汽中各种物质的最大、最小或范围的容许含量所做的规定,是保证热力设备安全、经济运行的一项重要标准,也是设计、运行操作的依据。

水汽质量标准,一般有国家级、行业和企业级;也可分为标准值、期望值和处理值三种。标准值是指设备连续稳定运行时应保持和低于的数值;期望值是经过设备调整确认不会影响设备可靠地连续运行和正常情况下维持的数值,更有利保证机组安全运行的值,一般为标准值的 $50\%\sim 70\%$ 。处理值是故障所引起的短时间允许的最大和最小偏差,它与正常运行值相比,范围

较宽,但在偏离这些极限值时,系统设备会受损伤。一级处理值,有因杂质造成腐蚀、结垢、积盐的可能性,应在 72 h 内恢复至标准值;二级处理值,肯定有因杂质造成腐蚀、结垢、积盐的可能,应在 24 h 内恢复至标准值;三级处理值,正在发生快速结垢、积盐或腐蚀,如水质不好转,应在 4 h 之内停炉。

中国火力发电厂水汽质量标准主要有国家标准 GB/T-12145—1999《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量标准》。

按电厂的生产过程,规定有质量标准的水汽种类大致有:锅炉补给水、锅炉给水、炉水、蒸汽、汽轮机凝结水、疏水、生产回水、热网补给水、水内冷发电机冷却水、减温水等。此外,还有机组停备用和启动阶段的水汽质量标准及水汽质量劣化时的标准。由于热力设备参数和水处理方式不同,对同一种水汽要求的质量标准值也有差别,如锅炉给水的硬度、溶解氧、铁、铜、钠、电导率、二氧化硅的标准(见表1);自然循环、强制循环锅筒锅炉和直流锅炉的饱和蒸汽和过热蒸汽的钠、电导率、二氧化硅的标准(见表2)。为了防止汽轮机通流部分积结金属氧化物,规定了蒸汽中铁和铜含量的标准(见表3)。

表1 锅炉给水质量标准 (GB/T12145 1999)

炉型	锅炉压力 (MPa)	电导率(氢离子 交换后) 25℃ (μS/cm)		硬度①② (μmo/L)	溶解氧	铁	铜		钠		二氧化硅	
		标准值	期望值		标准值	标准值	(μg/L)					
							标准值	期望值	标准值	期望值	标准值	期望值
汽包炉	3.8~ 5.8		—	≤2.0	≤15	≤15	≤10	—		—	应保证蒸汽 二氧化硅符合 标准	
	5.9~ 12.6	—	—	≤2.0	≤7	≤30	≤5		—			
	12.7~ 15.6	≤0.30	—	≤1.0	≤7	≤20	≤5		—			
	15.7~ 18.3	≤0.30	≤0.20	≈0	≤7	≤20	≤5	—		—		
直流炉	5.9~ 18.3	≤0.30	≤0.20	≈0	≤7	≤10	≤5	≤3	≤10	≤5	≤20	
	18.4~ 25	≤0.20	≤0.15	≈0	≤7	≤10	≤5	≤3	≤5	—	≤15	≤10

① 有凝结水处理的机组,给水硬度应 $\approx \mu\text{mol}/\text{L}$ 。

② 硬度 $\mu\text{mol}/\text{L}$ 的基本单元为 M ($1/2\text{Ca}^{2+}$ 、 $1/2\text{Mg}^{2+}$)。

表2 蒸汽质量标准 (GB/T12145-1999)

炉型 压 力 (MPa)		汽 包 炉			直 流 炉			
		3.8~5.8	5.9~18.3		5.9~18.3		18.4~25	
项 目		标准值	标准值	期望值	标准值	期望值	标准值	期望值
钠 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	磷酸盐处理	≤ 15	≤ 10	—	≤ 10	≤ 5	< 5	< 3
	挥发性处理		≤ 10	≤ 5				
电导率(氢离子 交换后) 25°C ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	磷酸盐处理及挥发性处理		≤ 0.30		≤ 0.30	≤ 0.30	≤ 0.30	≤ 0.30
	中性水处理及联合水处理	—			≤ 0.20	≤ 0.15	< 0.20	< 0.15
二氧化硅 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)		≤ 20	≤ 20		≤ 20		< 15	< 10



表3 蒸汽质量标准 (GB/T12145—1999)

项 目	炉 型 压 力 (MPa)		汽 包 炉		直 流 炉			
			3.8~15.6		15.7~18.3		15.7~18.3	
			标准值	期望值	标准值	期望值	标准值	期望值
铁 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)			≤ 20		≤ 20	—	≤ 10	—
铜 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)			≤ 5	—	≤ 5	≤ 3	≤ 5	≤ 2

由于热力设备的容量不断增大,蒸汽参数不断提高,对水汽质量的要求越来越高,同时水处理和水质测试技术不断发展,水汽质量标准需要定期修订,以适应生产要求。1998年修订的新标准中增加了给水的中性水处理和联合水处理、超临界机组直流锅炉有关水质指标的控制,炉水电导率的参考控制标准,澄清器出水的水质标准等,并将水内冷发电机的冷却水质量标准与发电机运行规程、透平型同步电机的技术要求(GB/T7064—1996)统一,以便现场操作。水汽质量劣化时的处理内容与原电力部制定的DL/T561—95《火力发电厂水汽化学监督导则》的有关内容相一致。强调了化学监督的全过程管理,使设计、施工、调试、运行、检修及技术管理各个环节互相衔接,以利贯彻化学监督必须以“预防为主”的方针,防患于未然。对部分控制标准,增加了标准值和期望值。

世界各国对水汽质量标准值的选定,都是以当前最新技术水平和科学成果为基础,对水汽质量标准的要求日趋严格,规定也日趋接近。

shuqi zhiliang jiance yibiao

水汽质量监测仪表 (water and steam quality monitoring instrument) 设置于火力发电厂水、汽系统用来连续采样、自动检测化学组分的仪表,亦称在线化学监测仪表。

化学监测仪表一般由化学检测器、放大器、终端以及稳压装置等组成,还必须具备有合理的取样器和样品处理装置,以满足连续采样,并保证后续仪表对试样的特殊要求,诸如对试样的温度、压力、流量、电导以及酸碱度等的要求。

化学检测器是把各种被测化学组分通过化学、电化学、光学、热力学等方法转换成相应的电参数,如电压、电流、电导等。通常又把这一部分称作分析器。

化学检测器转换所得电信号,一般都很微弱,不能直接驱动负载,因而设有信号变换和信号放大电路,以满足终端对信号幅值的要求。仪表终端多为指针式动圈式仪表、数字电压表或平衡式仪表。如电子电位差计、自动平衡电桥等。多数化学监测仪表都有0~

10 mV, 0~10 mA,以及其他规格的输出信号,如0~20 mV, 4~20 mA等,可与DDZ-Ⅱ型或DDZ-Ⅲ型表匹配,实行化学组分自动控制。随着微型计算机的普及,微型计算机已用于化学监测仪表,进行小型数据处理,自动调节,自动操作(包括校对)显示,并打印结果。

化学监测仪表测试的精度和稳定度,极大地依赖于供电电源的稳定性,因而化学监测仪表内部专设不同级别的稳压电源,以满足仪表对稳定性的要求。

常用的化学监测仪表有电导仪(电导率仪)、酸度计、溶氧表。其他还有钠度计、二氧化硅表、磷酸根表、溶解氧表及联氨表等,根据具体情况装设。

电导仪(电导率仪) 以检测溶液导电能力的强弱为依据确定溶液中离子浓度大小的仪表。

虽然电导率的大小不能给出各种盐类含量的绝对值,但由于火电厂各种水样成分相对来说比较固定,仍可作为水、汽质量的指标。

电导仪应用最为广泛,它可作为监测蒸汽、凝结水、锅炉给水、除盐水、发电机水内冷冷却水的质量,检查凝汽器有否漏泄,监测锅水浓度是否越限,还可以用作化学水处理系统以及锅炉给水系统加药的控制信号,指挥制水工艺及加药泵的起停。

电导仪主要由采样装置、电导检测器以及放大显示电路等组成。为消除环境温度变化对测量的影响,在检测器内部装有铂丝电阻,作补偿桥路之一臂,对温度进行自动补偿。

电导仪的测定范围宽,响应快,结构简单,使用和维护方便,具有很多优点,得到广泛的应用。但也存在一些局限性,因它测量的是各种离子导电能力的总和,并不能测出各类离子的浓度值,当水溶液组分变化时,特别在水汽系统有氨和二氧化碳时,往往引起很大的干扰,要通过一个强酸阳离子交换柱,测出阳离子电导率进行换算。

酸度计(pH计) 检测原理是基于原电池电位测量原理。它主要由采样装置、测量原电池、信号放大及显示等部件组成。用以检测水溶液氢离子浓度的大小。

化学检测器为一测量原电池,它是由一对电极(参比电极和指示电极)组成。当它插入待测溶液时,就构成了一个化学原电池。常用的参比电极多为甘汞电极,它的电位和被测溶液的氢离子浓度无关,电位是固定不变的。而指示电极一般为玻璃电极,它的电位只和溶液中氢离子浓度有关,基本上服从能斯特(Nernst)方程式。当两种电极插入待测溶液构成原电池时,它的电动势的大小,决定于溶液的pH值,经阻抗变换、放大,最终由仪表显示出被测溶液的pH值。

pH计主要用于监督锅炉给水、锅水、凝结水等的pH值,是重要的水质考核指标之一,使用相当广泛。

为解决温度造成的影响,可在化学检测器内采用敏感元件自动地补偿温度的影响;虽然检测器的输出信号受温度的影响,但可在其后续的电子线路内进行温度补偿。

钠度计(pNa计) 检测水溶液钠离子浓度大小的仪表。pNa计的基本结构和原理与pH计相似,只不过它的敏感电极为钠电极。即其电位的大小只和溶液中钠离子浓度有关,且基本服从能斯特方程式,所以原电池的电动势大小决定于溶液的pNa值。

因为 H^+ 、 K^+ 等一价离子和 Na^+ 离子在结构上十分相似,所以在钠离子测定中一定会受到这些离子的很大干扰。为此在水样进入检测器时要进行碱化处理(通常加碱),使氢离子浓度大大低于被测钠离子的浓度。一般常把pH值调至10,使氢离子浓度低于钠离子浓度三个数量级,并把参比电极(甘汞电极)置于流动式检测器钠电极的下游以减小渗出的KCl中 K^+ 离子对测定的干扰。温度对pNa测量也会造成误差,所以采用和pH计相似的方法解决温度对测量的影响。

pNa计常用于监测水及蒸汽质量,鉴别凝汽器的泄漏,监测阳离子交换器的工况等。由于测得的pNa值比较直观,并能正确表明水汽中的钠含量,而且检测下限很低,所以得到广泛使用。

二氧化硅表及磷酸根表 用以检测水汽中二氧化硅浓度及磷酸根浓度的仪表,简称硅表及磷表。

硅表及磷表从原理和结构上都相似。硅表是利用水样在酸性介质中硅与钼酸铵生成硅钼黄,再用还原剂使其还原成硅钼蓝,而后用比色法检测,由光电比色计显示水样中 SiO_2 的含量。

磷表是利用水样中磷酸根在酸性介质中与偏钼酸根和钼酸根生成橙黄色的络合物,而后用比色法检测,由光电比色计显示水样中磷酸根(PO_4^{3-})的含量。

两表结构相似,均由采样及样品处理装置(其中有水样和药品自动计量、样品温度自动控制)、检测器(为一光电转换器)和光电信号变换、放大、显示、记录等装置组成。

早期的硅表和磷表采用程序加药,利用电磁阀的开闭控制进样和进药液,混合之后显色,经比色后排出,比色所得光电信号,经放大,最终由仪表显示出 SiO_2 或 PO_4^{3-} 值,并予以记录。

新一代硅表和磷表采用流动式注射法(采用蠕动泵)进行光电比色。它们的各自测试周期较早期仪表为短,精度高,运行可靠性也有所提高。

硅表主要用于测定锅炉给水、锅水、蒸汽以及化学除盐水的 SiO_2 含量。它是重要的监测指标之一。磷表用于测定锅水磷酸根含量,仪表输出信号用于调节控制,可指挥加药泵的起停,维持锅水磷酸根处于最佳的浓度。

溶解氧表 检测水中氧浓度的仪表。又称在线溶解氧表,简称氧表。氧表测定原理是基于把水中氧的浓度转化成电流变化的方式。一般根据检测器的差异可分成原电池式和极谱式两种。

原电池式氧表使用黄金和铂黑两电极组成原电池,当被测水样中氧被氢气挤出至原电池时,则原电池外电路输出电流相应地发生变化,其大小和水中溶解氧浓度成正比。把此电流信号变换、放大,最终由仪表显示和记录溶解氧的浓度。

极谱式氧表用银和金电极组成特殊的电解池,水样中的氧经半透膜渗透扩散至此电解池,在一定的温度下,电解液中溶解氧产生的极限扩散电流与溶解氧的浓度成正比。同样把此电流信号经变换、放大,最终由仪表显示和记录溶解氧的浓度。

氧表用于监测锅炉给水和凝结水溶解氧的含量。

溶解氢表 检测水样中氢浓度的仪表,简称氢表。氢表的测量原理是基于通过载气把氢气洗出至电桥的一臂,利用氢及载气的热导差异,输出一和氢浓度成正比的电压信号,而后经变换、放大、显示和记录氢的浓度。

氢表主要用于监测热力设备金属的腐蚀,特别是监测热负荷大的受热表面及过热器的腐蚀。

联氨表 检测锅炉给水中联氨浓度的仪表。联氨表的工作原理和氧表相似,亦是基于原电池原理,其中铂电极和氧化银电极分别为阳极和阴极。联氨为还原剂,在一定的条件下,原电池的外电路电流和联氨浓度成正比。把电流信号经电阻转换成电压,再经放大,最终由仪表显示联氨浓度值。

联氨表由采样及样品处理装置(取样器、高温断水保护、前置滤芯过滤、样品切换阀以及流量调节等)、检测器(铂和氧化银原电池)以及放大显示等部分组成。

为了消除温度的影响,设有铂丝温度补偿。为了满足测试水样对pH值的要求,仪表设有加碱装置。



fruits, zhiang and.

水汽质量监督 (water/steam quality supervision)

对电力生产、建设中有关水、汽质量的监测、调整、数据整理、综合分析控制和管理,是化学监督的组成部分。目的是防止和减缓热力设备腐蚀、结垢与积盐,保证锅炉、汽轮机与发电机等有关系统的水汽质量符合标准的规定。

水汽质量与设备制造、运输、保管、安装、试运行、运行、停备用与检修等有着间接或直接的关系。因此,从设备制造开始直到运行、检修、停备用全过程都应对有关水、汽质量事项进行监测、控制、调整和技术管理。

基建阶段的监督 主要包括:对制造厂出厂设备的检查,设备的现场保管和监督措施,安装阶段的清扫和保护方法,锅炉及热力系统的化学清洗方法,热力系统在机组起动前的冲洗和蒸汽吹洗措施。具体要求是:①制造厂出厂的设备和部件内部必须保持洁净;②设备到达现场后,应按照有关规定进行保管和监督;③设备安装后应进行严格清扫,并使用合格的水质进行水压试验,然后采用恰当的防腐保护措施;④根据具体情况,对锅炉及炉前给水等热力系统进行化学清洗,以除去热力设备和管道在制造、储运和安装过程中形成和带人的氧化皮、腐蚀产物、油脂以及焊渣、泥土等污物;⑤锅炉经化学清洗后进行冷态冲洗和热态冲洗,以避免系统及设备进入水中的氧化铁重新污染水质;⑥在蒸汽系统蒸汽吹洗阶段对水汽质量进行监督;⑦在机组起动时水汽质量进行全面监督。

运行中的监督 根据机组型式、参数、水处理方式、补给水率及化学仪表等情况,确定全系统水汽质量监测项目和测试频率。机组起动和运行中发现异常时,要根据具体情况,增加测试次数和项目,并研究和提出改善措施。备用或检修后的机组投入运行时,必须及时投入除氧器,并使溶氧量合格。新投入运行的除氧器、锅炉和水处理设备必须进行热化学试验和调整试验,以确定合理的运行方式和水汽监控措施。当有提高出力、改变运行方式、设备改进、设备有严重腐蚀或结垢积盐等情况之一时,应重新进行全面或部分热化学试验和调整试验。

检修和停备用时的监督 热力设备检修中,按水汽质量有关项目和要求,对设备内部进行详细检查,记录、采样和测试,做出综合分析和评价。锅炉需要化学清洗时,在检修前,制定清洗方案和措施,并在清洗时进行监控。当热力设备停备用时,根据有关规程规定(见热力设备停用保护),结合实际情况进行妥善保护和监测。

技术管理 制订或选用有关试验方法、规程、导则、制度和标准(如水、汽、垢和腐蚀产物等的采样和

测试方法,热力设备化学清洗方法和停备用保护方法,各种水、汽质量的控制标准,各种水处理设备运行规程等)是搞好水、汽质量监督的基础。为对热力系统水、汽质量和设备内部状况以及相互的关系进行综合分析,应根据实际情况,建立有关技术档案和积累资料。

为提高火力发电厂水、汽质量监督水平,近年都采用了在线水、汽化学监督仪表,并发展水、汽质量微机在线监控等技术。

shui qing qing leng fadian de yunxing

水氢氢冷发电机的运行 (operation of water-hydrogen-hydrogen cooled generator)

这是一种定子绕组采用水内冷,转子绕组采用氢内冷,定子铁芯及其他构件为氢冷的发电机。

结构特点 水氢氢冷发电机在结构上有以下特点:

(1)定子绕组的水内冷结构:定子绕组由空心导线和实心导线组成,作为水支路的空心导线通过绝缘引水管分别与定子两端的进、出水汇水母管相连,以形成定子绕组的内冷水路。

(2)定子铁芯通风系统:定子铁芯的铁芯段间留有一系列径向风道,定子铁芯的通风冷却一般采用径向多路式和径向单路式两种通风方式。径向多路式通风是沿轴向将风道划分成若干个进、出风区,以便对铁芯进行近距离冷却,它一般与转子绕组的气隙取气多路斜流通风方式相匹配。径向单路式通风,是所有铁芯的径向风道风流只有一个方向,不分风区。它一般与转子绕组副槽式通风方式相匹配。

(3)转子绕组内冷通风系统:转子绕组端部通风多采用双路轴、切向通风,一路由绕组端部直线部分侧面进风,由本体部分第一风区出风,另一路由同一进风口进风,由绕组弧线部分大齿中心线处出风,与定子铁芯风系统相匹配,转子绕组本体部分通风也有两种方式,即气隙取气多路斜流通风和副槽式单路通风。气隙取气多路斜流通风是在转子绕组导体的本体部分开有一系列斜流式风道,进出风道冷却气体所需压头由位于槽楔上凸出转子表面的风斗产生。副槽式单路通风是在转子绕组导体的本体部分开有一系列径向直风道,在每一转子线槽下面都开有一个通风副槽,冷风经过通风副槽分配给导体上的径向风道,对导体进行内冷。

水氢氢冷发电机内的氢气循环是依靠转子两端中心环外侧装置的单级轴流式风扇来驱动。驱动方式有压入式和抽出式两种。为提高风扇静压,装有静止的前置导向叶片。

运行性能 由于水氢氢冷发电机冷却介质搭配合理,通风系统冷却效果好等优点,其通风损耗低,运行效率一般都高于其它冷却方式发电机,现以中国上海

电机厂生产的 QFSN-300-2 型水氢氢冷发电机与 QFN-300-2 型全氢冷发电机进行比较。QFSN-300-2 型机采用的是两端单级轴流风扇单路径向副槽通风方式, QFN-300-2 型机采用的是一端加 6 级轴流风扇的轴向抽出式通风方式, 定子绕组为全轴向式通风, 转子绕组则为半轴向式通风。由于通风方式不同, 发电机的通风损耗 QFN-300-2 比 QFSN-300-2 高出约 540 kW 左右。效率降低约 0.25% 左右。同时由于定子绕组冷却方式的不同, 使定子温升 QFN-300-2 比 QFSN-300-2 高出约 10 K 左右。再将上海电机厂生产的 QFSN-300-2 型水氢氢冷发电机和 QFS-300-2 型双水内冷发电机进行比较, 可以看到由于 QFS-300-2 型机转子绕组也采用水内冷, 因此转子绕组温升比 QFSN-300-2 型机要低一些。但 QFS-300-2 型机的定子铁芯及其他构件实际上为空气冷却, 因此定子边段铁芯和端部结构件温升偏高。同时由于空气通风损耗远高于氢气通风损耗, 由此将使发电机的总损耗增加约 600~700 kW, 发电机效率约降低 0.2% 左右。同时发电机噪声也较大。其次, 水氢氢冷发电机转子表面冷却条件较好, 承受负序电流能力也相对较强。正是由于这些特点, 这种冷却方式得到了极其广泛的应用。在中国它已成为 200 MW 及以上大容量发电机的最主要机型, 在世界上它也是各大公司采用的主要机型。

存在问题 由于水氢氢冷发电机同时采取水、氢两种冷却介质, 不仅使其内部通风冷却系统复杂化, 而且也使外部氢、油、水系统复杂化, 从而使发电机的早期故障率增高, 可靠性下降。存在的主要运行问题有: ①定子绕组端部接地短路事故频发, 事故主要原因一是由于密封瓦漏油, 国内相当多发电机内油污染较严重, 而且油中含水严重, 造成线棒表面沿面放电; 二是端部绕组固定结构存在的问题, 端部线棒自振频率未能避开基频和倍频, 线棒股线振动磨损以致断裂; ②定子绕组内冷水路堵塞现象时有发生, 由此引起的过热短路事故并不少见; ③转子护环的应力腐蚀都发生在 18Mn-5Cr 系列护环上, 而且与机内氢气湿度严重超标相关。

可采取的反事故措施主要有: ①改进密封瓦结构, 提高瓦环的浮动性, 增大氢侧回油腔容积或增设消泡扩容箱, 提高外部油控系统中两调节伐的灵敏度和可靠性以防止机内大量进油; ②加强对定子端部线棒和水电接头自振频率和局部泄漏电流的监测和检查, 以防股线断裂和绝缘损坏等情况发生; ③加强对定子绕组温升的运行监视, 用检温计测量定子绕组冷却水温, 当同层定子绕组出水温度之间温差大于或等于 8 K 时, 应对定子水路进行检查分析, 当温差达到 12 K 或定子绕组出水温度达到 90℃ (限值为 85℃) 时, 应停

止运行; ④加强对机内氢气湿度的控制与管理, 首先是在外部供油系统入口加装净油装置, 使油中含水量和含气量降低到规程允许范围以内, 其次是提高发电机和制氢站氢气干燥器的性能, 降低氢源湿度。

shu ti re wu ran fang zhi

水体热污染防治 (thermal pollution control of water body) 为避免、减轻直至消除火电厂热排水对水体的热影响所造成的热污染而采取的对策和措施。

热源 火电厂的热排水是受纳水体水温增高的热源。当火电厂采用直流式的冷却水系统时, 其冷却水取自江、河、湖(库)、海, 需水量很大, 容量为 1000 MW 的火电厂约需水 36 m³/s (130000 m³/h), 经使用后的水, 一般温度升高 8~10℃, 直接排入水体, 使水体积蓄了大量的热量, 有可能造成热影响或热污染。

热影响 火电厂热排水排入水库、湖泊、江河或海洋等水体后, 使水体的温度上升到影响水质或水生物生态发生变化的一种现象。

对水体物理性质的影响 水温的变化对水体中的溶解氧、水的密度及运动黏滞性均有影响。水生生物在水体中生活, 是依赖水体中的溶解氧进行呼吸而维持生命的。水体中的溶解氧随水温的升高而减少。

对水体化学性质的影响 水温升高, 水体中化学反应、生化反应的速度随之加快, 在 0~40℃ 范围内, 温度每增高 10℃, 反应的速度约增加一倍。同一有害物质由于水温的不同对水生生物会呈现不同的毒性。在大多数情况下 (易挥发和易分解的有毒物质除外), 有害物质对水生生物的毒性和在其体内的累积量是随水温的升高而增加的。例如酚对黑头软口鲮, 当水温为 15℃ 时, 流水测试中的 96 h 平均忍受限值为 36 mg/l; 但当水温为 25℃ 时, 在同样条件下, 则为 24 mg/l。又例如鲤鱼对铊¹³⁷及铯¹⁴¹的积累量, 25℃ 比 15℃ 时高 1.5~2 倍。

对水生生物的影响 在天然水域中, 浮游植物、水生植物、浮游动物和底栖动物往往是鱼类的饵料。水温直接影响饵料生物的代谢强度, 从而改变饵料生物的生长、繁殖和分布。鱼类是冷血动物, 其体温在一定温度范围内能够随着所生活水体温度的变化而改变。水温变化会影响鱼类的代谢速度、生理活动强度、生长发育和繁殖功能。

热污染 当热排水引起的热影响发展到危害水生生物和水生生态系统, 造成水质恶化, 以至损害人类生产和生活活动的一种现象。

对渔业的危害 鱼类对水温非常敏感, 每一种鱼类都有其适应水温和最适水温, 长期超出适应范围, 就

会危害鱼的生存。水温突然大幅度变化,可使鱼生理失调,产生热昏迷或使鱼的肌体直接受损,甚至会造成大量死亡。例如,中国望亭发电厂的热排水直接排入望虞河,1978年夏季,持续高温干旱,热排水排放后河水水温高达40℃以上,造成鱼养殖损失73500 kg,三水作物损失1.86万t,蚌珠损失4.4万只。热污染发生在高温的夏季,但也会发生在冬季。例如,中国辽宁发电厂热排水排入大伙房水库,1978~1979年冬季,受寒流的突然袭击,水温突然变化,使已适应在热排水区域内生活的鱼受到“冷冲击”而死亡。

对水库或湖泊富营养化的危害 火电厂热排水排入水库或湖泊中,由于水温的升高,引起藻类及其他浮游生物迅速繁殖,加快了水库或湖泊的富营养化过程。

水中氮、磷等营养物的大量增加是水库或湖泊等缓流水体富营养化的基本原因,而水温增高则是加快富营养化的主要原因。例如,中国陡河水库和洋河水库的蓄水时间相近,在1959~1975年的16年间,两水库的水温、水质和营养状况基本相同。1976年陡河电厂热排水排入陡河水库后,到1985年止,整个水库的年平均水温增高3℃以上,夏季最高水温曾达41℃,这样,藻类大量繁殖,水体严重缺氧,鱼类疾病增多,死亡不断发生,水质恶化,已成为富营养化水库,而洋河水库则仍为贫营养化水库。

热污染的防治 为了防止水体热污染,可采取的各种控制手段有:①在缺水地区,尽可能不利用水库或湖泊作为火电厂的冷却池;②在允许的情况下,火电厂应尽可能建在大江、河和沿海的岸边。因其水量大,水深、水面宽,有利于热排水的掺混、扩散和散热;③利用江河流量季节性的特点,以混合供水所建的冷却塔兼作为降低热排水温度的设备。冬季枯水期采用冷却塔循环供水,夏季洪水期采用直流供水,且对有可能对水体造成热污染的热排水通过闲置的冷却塔冷却后再排入江河中,以降低热排水温度;④利用热排水出口动量和周围水体的掺混特点。根据火电厂的具体条件,采用不同的取、排水工程布置措施(如分列式、重叠式和差位式)和不同取、排水方式(如岸边排、江心取;表面排、深层取和深层排、表层取),从而达到有利取水和降低热排水温度及其影响范围的综合效益;⑤其他措施:例如在排水管道末端装置多孔喷口,热排水通过喷口形成喷射水流,与周围水体进行强烈掺混以达到迅速降低水温的目的。再如采用飘浮喷射泵,将整套装置装在一浮筒上,浮于水面,抽取水面表层热水向空中喷洒,通过水滴与大气的热交换而达到冷却目的。这种措施既有利于降低温度又可适当地增加水体中的溶解氧。还可采用大容量水泵抽取冷水直接向热排水水渠中排放,冷热水掺混,直至热排水水温降低后再排入受

纳水体。

shuwei biao

水位表 (water level indicators) 指示和监视锅炉锅筒、汽水分离器以及其他容器中水位的表计。这里只介绍用作锅炉附件的水位表,用于其他目的的水位表见液位检测。

每台锅炉的锅筒最少装设两只彼此独立的水位表。当水位表距离操作地面较远时,则除就地水位表外,还要加装低位水位表。

就地水位表分为玻璃板水位表、玻璃管水位表、云母片水位表及双色水位表等。它们装在锅筒上,可直接观察锅筒水位。在大型锅炉上双色水位表也得到应用,它利用水和蒸汽对光线的折射率的不同,使光线经过楔形表体后水侧和汽侧出现不同的颜色。例如,水侧呈绿色,汽侧呈红色。

低位水位表分为轻液水位表、重液水位表(目前已较少采用)、差压发讯电子水位表、差压发讯机械水位表、带工业电视或光导纤维成像的双色水位表、带电极式传感器的水位指示仪、带电容式传感器或放射线接收装置的水位指示仪等。各种结构中多数采用“水位—差压”原理,它们的一次元件是平衡容器。

低位水位表在锅炉正常运行情况下,水位表的延迟时间不允许过长。在锅炉启动工况时,低位水位表应该尽量反映锅筒内真实水位的变化。目前锅筒差压水位计广泛采用电气方法补偿压力变化造成的误差,以确保在任意锅筒压力下实现启动工况水位的准确指示。

由于就地水位表散热使水位表表体内水柱温度低于锅筒内温度,导致水位指示高度低于锅筒水位的实际高度,因此,在监视水位表水位时要根据与实际水位的偏差进行修正,以免造成误判断。

shu wen di zhi

水文地质 (hydrogeology) 研究地下水的储存、补给、径流、排泄等水文地质条件,在不同阶段有不同深度的水文地质工作的总称。目的是为查明地下水的形成和分布规律,探求一定数量和质量的地下水资源,为供水设计提供必须的水文地质资料。

供水水文地质勘测分地下水资源普查、详查、勘探、开采四个阶段,其对应的允许开采量精度分别为D、C、B、A级。普查成果须满足初步可行性研究的要求,详查成果须满足可行性研究的要求,勘探成果须满足初步设计和施工图设计的要求。

普查阶段以搜集资料和现场调查为主,概略评价区域水文地质条件,提出有无满足所需地下水水量可

能性的资料;详查阶段基本查明勘测区水文地质条件,确定富水地段,初步评价地下水资源,推荐水源地;勘探阶段查明拟建水源地的水文地质条件,确定允许开采量,提出合理开采方案和防护措施;开采阶段对地下水允许开采量进行系统的多年的均衡计算与评价,提出改造、扩建和保护地下水资源的具体措施。

水文地质勘测的主要工作内容为:水文地质测绘、地球物理勘探、钻探、抽水试验和地下水资源评价。

水文地质测绘 寻找地下水的重要方法之一。通过地表的实际观测,对地下水及有关的水文地质现象进行综合研究,以阐明勘测区的地质和水文地质条件,编制水文地质图,为勘探设计提供依据。

地球物理勘探 根据物理学的基本理论,利用岩石的密度、电性、磁性、放射性等地球物理特性,通过仪器测量获得各种实测资料,结合具体条件进行综合分析,提出勘探成果,用以推断说明地质和水文地质条件。合理地使用物探方法,可以减少钻探工作量,减少费用,加快勘探速度。

钻探 利用钻机向岩层深部钻进,以获得深部地质、水文地质资料的主要手段,也是开采地下水的重要方法。钻探方法主要有冲击钻探、回转钻探、冲击/回转钻探和振动钻探等。钻孔分勘探孔、抽水试验孔、观测孔和探采井等。

抽水试验 进行含水层水质和水量评价的重要手段。通过抽水试验取得的水文地质参数,可以用来确定含水层的富水性和水质,为评价地下水资源提供依据。抽水试验分单孔抽水、多孔抽水、干扰抽水和群孔开采抽水等。抽水机械通常选用离心泵、深井泵或空气压缩机;水位测量多用电测水位计;水量多用堰箱、水表等专用设备。

地下水资源评价 水质评价包括综合性的水质评价及锅炉补给水和生活饮用水的水质评价。水量评价宜选择几种方案计算与比较,需计算地下水的补给量、储存量和允许开采量。应根据估算的地下水水量和拟定的开采方案,计算取水构筑物的开采能力、相应动水位和区域动水位,然后确定开采条件下能够取得的补给量,论证在整个开采期内开采和补给的平衡,最后确定允许开采量。

shuixunhuan

水循环 (boiler water circulation) 锅水在工质回路中的循环流动。给水经省煤器进入锅筒后,经由下降管和联箱分配给水冷壁,水在水冷壁内受热产生蒸汽形成汽水混合物又回到锅筒;分离蒸汽后的锅水又经下降管和联箱进入水冷壁继续循环流动。水循

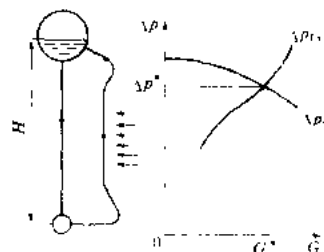
环不畅会导致水冷壁超温爆管,所以正常的水循环是锅炉可靠运行的重要条件之一。

类型 分自然循环和控制循环两种。

(1) 自然循环:原理见自然循环锅炉。水循环计算常用压差法:下降管压差 $\Delta p_{dc} = H\rho_l g - \delta p_{dc}$, 上升管压差 $\Delta p_{rs} = H\rho_{mx} g + \delta p_{rs}$, 求解时必须满足压差平衡及工质连续性两条件: $\Delta p_{dc} = \Delta p_{rs}$, $G_{dc} = G_{rs}$, 式中 H 为循环回路高度; ρ_l 及 ρ_{mx} 为过冷水及汽水混合物密度; δp_{dc} 及 δp_{rs} 为下降管及上升管流动阻力; G_{dc} 及 G_{rs} 为下降管及上升管中工质流量。 Δp_{dc} 与 G_{dc} 及 Δp_{rs} 与 G_{rs} 为非线性关系。一般用作图法求解。即求出 Δp_{dc} 与 G_{dc} 及 Δp_{rs} 与 G_{rs} 的关系曲线, 亦称特性曲线, 见图。曲线交点就是满足前述诸方程的解。交点的压差为 Δp^* , 流量为 G^* 。等式 $\Delta p_{dc} = \Delta p_{rs}$ 可改写为: $Hg(\rho_l - \rho_{mx}) = \delta p_{rs} + \delta p_{dc}$, 等式左边称为运动压头, 以 S_m 表示, 则 $S_m = \delta p_{rs} + \delta p_{dc}$ 。将运动压头中用以克服下降管阻力的压头称为有效压头, 用 S_e 表示, 其计算式即为: $S_e = S_m - \delta p_{rs} = \delta p_{dc}$, 利用在工作点 S_e 应等于 δp_{dc} 的原理来计算水循环的方法称为有效压头法。应用压头法或有效压头法均可算得自然循环回路的水动力特性。

(2) 控制循环:原理见控制循环锅炉。水循环计算类似于自然循环, 可用如下方程式表示: $H\rho_l g + p_0 - \delta p_{dr} = H\rho_{mx} g + \delta p_{rs} + \delta p_{fl}$, 式中 p_0 为循环泵压头; δp_{fl} 为节流圈阻力; 其他符号同自然循环方程式。

通过水循环计算可得到回路的循环特性, 校验循环可靠性。对于控制循环还应确定循环泵的出力及扬程, 校验循环泵工作可靠性并确定各节流圈孔径。



此外, 水循环计算还自然循环回路及特性曲线为汽水系统动态特性计算提供原始数据并为锅炉的运行调整提供依据。

水循环特性指标 主要为循环流速 w_0 , 质量流速 ρw 及循环倍率 K , 这三个重要参数选择的正确与否直接影响水循环可靠性。

(1) 循环流速 w_0 : 相应于工质流量下按管子截面计算的饱和水的速度。为减少水平或微倾斜管段中污垢沉积, 回路的平均循环流速应大于 0.4 m/s 。自然循环锅炉的 w_0 与压力有关, 一般推荐: 中压取 $0.4 \sim 1 \text{ m/s}$, 高压取 $0.7 \sim 1.5 \text{ m/s}$, 超高压取 $1 \sim 2 \text{ m/s}$, 亚临界压力取 $1.5 \sim 3.5 \text{ m/s}$ 。

(2) 质量流速 ρw : 单位时间内流过管子单位截面的工质流量, 单位为 $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ 。亚临界压力下, 为

避免传热恶化, 应按受热面热负荷确定允许最小 pu 。

(3) 循环倍率 K : 进入上升管的循环水量与其出口处蒸汽量之比。高中压锅炉受水冷壁积盐限制, K 必须足够大。亚临界压力时应从避免膜态沸腾考虑限制最小 K 。循环倍率 K 与循环系统结构、上升管受热强度有关。在下降管与上升管截面比一定, 结构一定条件下, 热负荷增大, 开始时循环流速随之增高, 循环倍率也增大, 表现出自补偿能力; 但到一定程度时, 热负荷再增大, 则循环流速增加缓慢甚至不再增大, 循环倍率不再增大, 失去自补偿能力; 如热负荷再增大, 循环倍率反而减小。不再增大时的循环倍率称界限循环倍率。锅炉设计中应保持距离界限循环倍率有一定裕量, 以保证水循环的安全。加大下降管截面积, 增大上升管管径, 减少引入管阻力, 都会推迟界限循环倍率的出现。自然循环锅炉推荐的 K 值, 对燃煤锅炉: 中压为 15~25, 高压 7~15, 超高压 4~8, 亚临界压力 4~6; 对燃油锅炉: 中压 12~20, 高压 7~12, 超高压 4~6, 亚临界压力 3.5~5。亚临界压力控制循环锅炉 $K=2.4\sim3.5$, 带汽水分离器的低循环倍率锅炉取 $K=1.2\sim2$ 。

对超高压及亚临界压力锅炉的锅筒水室凝汽问题应予足够重视。当锅筒压力 $>15.2\text{ MPa}$ 时, 进入锅筒的给水欠热较大, 与旋风分离器疏水中夹带的蒸汽接触, 蒸汽迅速冷凝, 锅水欠焓减小, 上升管蒸汽量增大, 循环倍率下降, 对锅炉的安全运行不利。

水循环故障 由于结构不合理或运行不当, 不能建立正常的水循环, 使管壁得不到足够的冷却从而过热甚至爆管。一般水循环故障有循环停滞、循环倒流、自由水面、汽水分层、下降管带汽、循环泵汽蚀及膜态沸腾等。

(1) 循环停滞、循环倒流、自由水面: 一般认为当循环流速极低时, 即发生停滞。此时管内有汽泡堆集于弯头、焊缝、管子倾斜段等处。倒流是指上升管内的工质流动变为自上而下的反向流动, 当低速倒流时便易堆积汽泡。自由水面一般发生在自水位以上引入锅筒的上升管内, 如管内发生停滞, 即出现自由水位。以上三种故障均发生在受热弱的管内。使管壁得不到连续水膜的冷却, 最终导致超温, 甚至爆管, 应从设计中加以防止。

(2) 汽水分层: 水平或倾角小于 15° 的上升管, 当管内汽水混物流速很低时, 会发生汽水分层现象。即水在管子截面的下半部流动, 蒸汽在上半部流动。其后果是管壁金属热疲劳和内壁积盐而导致管壁超温。

(3) 下降管带汽: 由于锅炉工况变动 (如水位、负荷、压力等) 或锅筒内分离元件脱落, 造成进入下降管的锅水中夹带大量汽泡的现象。下降管带汽使管内工质密度减小, 流动阻力增大, 循环流速及循环倍率降低, 最终可能导致各种循环故障, 如膜态沸腾、循环泵

汽蚀等。下降管入口加装十字隔板或栅格并保持一定水位均能改善下降管运行条件, 防止带汽。

(4) 循环泵汽蚀: 当泵吸入口处压头不能保持使水流过管道时的最低压力高于水的饱和压力时, 使泵产生振动、扬程降低的现象, 严重时损坏循环泵。选择适当的吸水管高度及直径, 保证下降管工况正常, 限制运行中降压速度可避免汽蚀。

(5) 传热恶化: 见膜态沸腾。

设计原则 自然循环采用简单回路, 同一回路中各管的吸热及结构特性应相近; 选用恰当的流通截面 (见表); 选取合理的回路高度。

自然循环回路结构数据

锅筒压力 (MPa)	4.3	10.8	15.2	18.1
蒸发量 (t/h)	35~240	160~420	400~670	≥ 800
上升管内径 (mm)	36~54	35~50	34~48	40~60
分散下降管面积/上升管面积	0.2~0.35	0.35~0.45	0.5~0.6	0.6~0.7
集中下降管面积/上升管面积	0.2~0.3	0.3~0.5	0.4~0.5	0.5~0.6
引入管面积/上升管面积	0.35~0.45	0.4~0.5	0.5~0.7	0.6~0.8

控制循环按受热面热负荷, 对锅炉各种负荷、各种燃烧工况等进行计算, 确定管子入口节流圈孔径, 保证 pu 及 K 值均在允许范围; 根据经济性和安全裕度统一考虑循环泵台数、压头及上升管、下降管尺寸。

shuizhengqi

水蒸气 (steam) 由水气化或冰升华而成的气态物质。它是动力工程中最常用的工质之一, 因此了解它的生成过程和在各种状态下的性质, 具有非常重要的实用意义。

饱和状态 将一定量的水置于密闭的耐压容器中, 然后将留在容器内的空气抽尽, 此时水分子就在水中逸出, 经一定时间后, 水蒸气就充满整个水面上方空间。在一定温度下, 此水蒸气的压力会自动地稳定在某数值上, 此时, 脱离水面的分子和返回水面的分子数相同, 即达到动平衡状态, 也就是水和水蒸气处于饱和状态。饱和状态下的水和水蒸气分别称为饱和水和饱和蒸汽。饱和和蒸汽的压力称为饱和压力, 此状态下的温度称饱和温度。饱和压力与饱和温度之间有一定的相依关系, 可用实验直接测定。

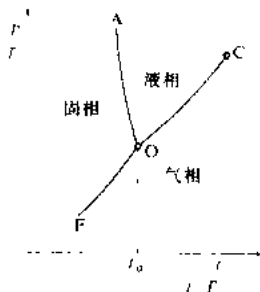


图 1 水的压-温 ($p-t$) 图

OC 曲线上的点表示水的汽液共存平衡状态。曲线 OA 和 OF 分别表示固液和固气的共存平衡状态。在 OC 上方的点代表未饱和水(过冷液)状态;下方的点则代表过热蒸汽状态。C 点是水的临界状态,其临界状态参数为 $t_c = 374.12^\circ\text{C}$ ($T_c = 647.3\text{ K}$), $p_c = 22.12 \times 10^6\text{ Pa}$, $v_c = 0.003147\text{ m}^3/\text{kg}$ 。

O 点为固液气三相共存的状态,称为三相点。水的三相点温度和压力为 $t_0 = 0.01^\circ\text{C}$ ($T_0 = 273.16\text{ K}$), $p_0 = 610.76\text{ Pa}$ 。

水蒸气生成过程 为了考察水蒸气的生成过程,最方便的是采用以压力为纵坐标、比体积为横坐标的 $p-v$ 图(图2)来表示它的状态变化过程。图中 $a_0 a' a'' a$ 代表在一定压力下,1 kg 水从 0°C 转变成过热蒸汽的过程。图中 OA 表示温度为 273.16 K 时水的等温线;OC 为饱和水线;BC 为干饱和蒸汽线,而 BC 的右侧为过热蒸汽区。在 OC 与 BC

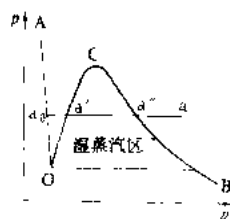


图2 水的 $(p-v)$ 图

之间是代表饱和水和干饱和蒸汽的混合物的状态,称为湿蒸汽区,用干度 x 表示湿蒸汽中所含有的干蒸汽的份额。

水和蒸汽图表 水蒸气不能用理想气体状态方程描述,为计算方便,常将其热力性质制成表和图。水蒸气表通常列出三个,一个是未饱和水和过热蒸汽表,另两个分别是按温度和压力排列的饱和蒸汽表。

未饱和水和过热蒸汽表给出 t 、 p 、 v 、 h 、 r 、 s 等几个主要性质。列入饱和蒸汽表内的性质有: p (压力)、 t (温度)、 v' (饱和水比体积)、 v'' (饱和蒸汽比体积)、 h' (饱和水比焓)、 h'' (饱和蒸汽比焓)、 r (汽化热)、 s' (饱和水比熵)、 s'' (饱和蒸汽比熵) 等项。

对于湿饱和蒸汽,已知干度 x 即可应用下列公式计算其性质。

$$v_x = (1-x)v' + xv''$$

$$h_x = (1-x)h' + xh''$$

$$s_x = (1-x)s' + xs''$$

为使用方便,水蒸气表可绘制成线图。常用的水

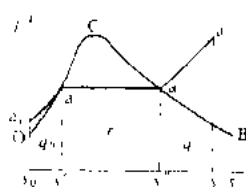


图3 水蒸气 $(T-s)$ 图

蒸气图,除前述压-温 $(p-T)$ 图、 $(p-v)$ 图外,还有:

温-熵 $(T-s)$ 图: 在动力工程中分析水蒸气的热力循环,常用以热力学温度为纵坐标,比熵为横坐标的温-熵图(图3)。图中 OC 为饱和水线,BC 为干饱和蒸

汽线, $a_0 a' a'' a$ 表示在一定压力下由 0°C 水转变成成为过热蒸汽的水蒸气形成过程。根据比熵的定义 $ds = \frac{\delta q}{T}$,

故 $q = \int T ds$, 这表明在 $T-s$ 图上可逆过程线下的面积

表示过程中加入或放出的热量。图中面积 $a_0 a' s' s$ 表示 1 kg 0°C 的水被加热转变为等压下的饱和水所需的热量 q_c ; 面积 $a' a'' s'' s'$ 为汽化过程 $a' a''$ 中的汽化热 r , 即 $r = h'' - h' = T_s (s'' - s')$ 。同理, $a'' a$ 过程线下的面积 $a'' a s s''$ 则代表 1 kg 的干饱和蒸汽转变为等压下的过热蒸汽所需的热量 q , 称为过热热量。

焓-熵 $(h-s)$ 图: 在动力工程的热力计算中,常使用以比焓为纵坐标、比熵

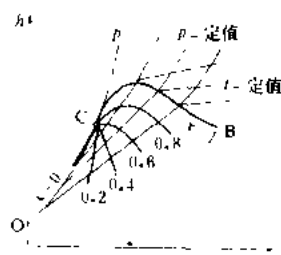


图4 水蒸气 $(h-s)$ 图

为横坐标的焓-熵图(图4)。图中 OC 为饱和水线,C 为临界状态点,BC 为干饱和蒸汽线,其上方为过热蒸汽区;下方为湿蒸汽区。在湿蒸汽区通常绘一组等压(也为等温)

线和一组等干度线,在过热蒸汽区绘出等压线和等温线,另外,在整个图面上还绘有等比体积线。

shu zhi moxing

水质模型 (water quality model) 描述污

染物在水体中变化规律的数学表达式。污染物进入水体后,随水流迁移,并在迁移过程中受水力学、水文、物理、化学、生物、气候等因素作用,引起污染物的稀释和降解。建立水质模型就是确定这些相关因素的定量关系,以便用于预报、预测水体的污染趋势,研究水体污染特征以及水体环境的自然净化能力。

水质模型分类 自1925年美国环境卫生工程师 H. W. 斯特里特(H. W. Streeter)和 E. B. 费尔普斯(E. B. Phelps)建立了第一个水质污染数学模式,即斯特里特-费尔普斯方程以来,至今已建立了许多水质模型。按时间特性分类,可分为描述水体中水质组分随时间变化的非稳态水质模型和描述水体中水质组分的浓度不随时间变化的稳态水质模型。按空间维数分类,可分为零维、一维、二维、三维水质模型。当把所考察的水体看成是一个完全混合反应器时,即假设水体中水质组分的浓度是均匀分布的,描写这种情况的水质模型称为零维模型;描写水质组分在一个方向有迁移变化,而在另两个方向上认为是均匀分布的,称为一维水质模型;描写水质组分在两个方向有迁移变化,而在另一方向上是均匀分布的,称为二维水质模型;描写水质

组分在三个方向有迁移变化的,称为三维水质模型。按描写水质组分的多少分类,分为描写水体中某一组分的迁移变化与其他组分无关的单一组分水质模型,和描写水体中某一组分的迁移变化与其他组分的迁移变化是相互联系、相互影响的多组分的水质模型。按所考虑的扩散输移性质分,水质模型可分为只考虑对流输移不考虑扩散的对流模型;既考虑对流作用也考虑对流扩散作用的对流扩散模型。按模型所包含的反应动力学性质来划分有:把物质视为保守系统,不发生降解和转化,只有纯输移过程的保守物质模型;不仅考虑输移作用也考虑化学、生物降解作用的非保守物质模型;只考虑化学及生化反应的纯反应模型。

建立水质模型的步骤 水质模型的建立是一个综合性很强的过程,不同河流具有各自的特点,模型很难互相套用,但作为最基本的方法可有如下几个步骤:①对影响河流水质的污染源和河流污染现状作全面调查,经过分析找出主要污染源和主要污染物。收集排污量,污染物浓度,排放周期、方式,排污口位置以及水文、气象、地质、水生物等资料;②在分析河流污染及水文、水力学特性基础上,对所建立的模型作定性的选择。此外,在水质模型中应当考虑哪些水质要素,以及对扩散输移起支配作用的是扩散还是分散等也要做出判断;③根据以上分析和判断,初步建立模型方程式,并利用已获得原始资料初步确定模型中的有关系数和参数;④利用实测资料对模型进行识别和检验,同时不断地修整某些系数和参数,直至模型计算结果与实测资料吻合为止。

二维水质模型 一般河流,由于水深比宽度小,所以垂直方向的浓度变化也小,可采用其平均值,水流方向的流速可采用河流断面内的平均值 v 。这样,二维扩散基本方程式为

$$\frac{\partial c}{\partial t} + v_x \left(\frac{\partial c}{\partial x} + \frac{\partial c}{\partial y} \right) = D_x \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} + D_y \frac{\partial^2 c}{\partial y^2}$$

式中 c 为某种污染物在时间 t 时的浓度; v_x 为河流断面平均速度; D_x 、 D_y 为纵向、横向扩散系数; x 、 y 为河流纵向、横向坐标。污染物连续排放时的定量解为

$$c = \frac{q}{4\pi h \sqrt{D_x D_y}} \int_0^\infty \frac{1}{t} \times \exp \left\{ - \left[\frac{(x - vt)^2}{4D_x t} + \frac{y^2}{4D_y t} \right] \right\} dt$$

式中 q 为单位时间内污染物的排放量; h 为水深。纵向、横向扩散系数的确定可采用示踪试验法或理论推导法。

一维水质模型 不考虑横向及垂直向的扩散,假定污染物只沿水流方向变化,其扩散基本方程式为

$$\frac{\partial c}{\partial t} + v_x \frac{\partial c}{\partial x} = D_x \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}$$

如污染物在河流中除受扩散影响外,本身还发生降解(其反应为一级反应),此时一维河流基本方程为

$$\frac{\partial c}{\partial t} + v_x \frac{\partial c}{\partial x} = D_x \frac{\partial^2 c}{\partial x^2} - K_1 c$$

式中 c 为水质组分浓度; v_x 为河流断面平均速度; D_x 为纵向扩散系数; x 为河流纵向坐标; K_1 为一级反应常数。

在应用时,需首先确定河流的水文、水质参数及扩散系数 D 值。

BOD-DO 模式 溶解氧(DO)和生化需氧量(BOD)是反映水质受到有机污染程度的综合指标。目前所建立的水质模式中,BOD-DO模型数量最多,它的基础为斯特里特-费尔普斯模式。

斯特里特和费尔普斯在建立河流水质模型时,包含了这样一些假定:排入河流的废水均匀地分布在某个河流断面上。河流流量沿程不变,也不随时间而变。水流为均匀流。生化耗氧为一级动力反应,且反应系数为常数,并且认为耗氧的原因只是BOD反应引起的。BOD的反应速率与水中溶解氧的减少率相同。令饱和溶解氧(O_s)与现存溶解氧(O)之差为氧亏,以 D 表示,即 $D = D_s - O$,认为水中溶解氧的复氧速率与水中的氧亏量 D 成正比。复氧只有水气交界面上的吸氧,复氧系数为常数。斯特里特-费尔普斯基本方程为:

$$\begin{cases} u \frac{\partial L}{\partial x} - D \frac{\partial^2 L}{\partial x^2} - k_1 L \\ u \frac{\partial O}{\partial x} - D \frac{\partial^2 O}{\partial x^2} - k_1 L + k_2 (O_s - O) \end{cases}$$

式中 L 为BOD浓度; O 为DO浓度; O_s 为饱和DO浓度; k_1 为耗氧速度常数; k_2 为复氧速度常数。

在应用中,除测定必要的水文和初始水质数据外,更重要的还要确定 k_1 、 k_2 ,可用实测或经验数据。

斯特里特-费尔普斯的假定使它的应用范围受到一定限制。因此,许多学者对它的局限性做了各种不同的修正和补充。

参考书目

王华东等,水环境污染概论,北京:北京师范大学出版社,1984

shuizh wuran jiance

水质污染监测 (monitoring of water pollution) 间断或连续地测定水体或水体污染源中污染物的浓度,研究、分析其污染现状和变化趋势的工作。水体主要是指江河、湖泊、水库海域等地表水及地下水,水体污染源主要指生产废水和生活污水。通过水

质污染监测可以评价水体质量现状、污染源排放是否符合标准及各种治理措施的实际效果、建立水质数学模式,实现水质预测预报,为制定水环境质量标准、污染物排放标准等提供依据。

监测点的布设 对水体和废水采用不同的布点原则。①对于水体,要根据水体类型的特点,生活、生产取水口及废水排放口的位置和水量、水文特征等进行布点。对湖泊、海湾、地下水的监测布点一般采用网格布点法、辐射状布点法。对河流则沿水流方向及污染源分布设点,一般应设三个断面:对照断面(废水排放口前的水质情况)、控制断面(反映本厂废水对河段水质的影响)、削减断面(反映河流对污染物的稀释净化情况)。在每一断面上按河流宽度不同分别设1~3条垂线,每条垂线按水深的不同设1~3个采样点。②对于废水,监测点的设置可分两种情况:含一类污染物(重金属等)的废水一律在车间或处理设备的排出口取样;长远影响小于一类的其他污染物在工厂或工业废水处理设施排出口取样。火电厂废水监测点一般设在灰场灰水排放口、全厂废水总排口、生活污水排放口等,也可在车间各股排水(如酸碱废水、油污水等)排放口分别设置监测点。

监测项目 监测项目选择需根据监测目的和任务而定。①对于水体,有选择反映水体一般性状的项目,如色度、透明度、浊度、悬浮固体物(SS)、电导率、温度、pH、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 K^{+} 、 Na^{+} 、 HCO_3^{-} 、 CO_3^{2-} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 等项目;反映有机污染的项目有:溶解氧(DO)、五日生化需氧量(BOD_5)、化学耗氧量(COD)等;反映金属污染的项目,如汞、镉、铅、铬、砷等;反映有毒污染物的项目,如氰化物、氟化物、硫化物等。②对于废水,按废水排放来源及其性质而定。按《火电行业环境监测管理规定》(1996年4月26日电力工业部颁发)灰水必测项目为pH值、悬浮物、COD、氟化物、硫化物、砷、排水量,选测项目为铅、镉、六价铬。工业废水必测项目为pH值、悬浮物、COD、油、水温、排水量,选测项目为氟化物、砷、挥发酚、铅、镉、六价铬。生活污水必测项目为COD、悬浮物、 BOD_5 、排水量。脱硫废水必测项目为pH值、悬浮物、COD、氟化物、硫化物、砷、氨氮、氯离子、排水量,选测项目为铅、镉、六价铬、汞。

监测方法 一般采用人工或半自动采样,用统一的标准分析方法进行定期、定点测定。从原理上分,主要有3种方法:①物理法:通过测量各种物理量(热、光、磁、放射性等)对污染物或某些特征值进行监测;②化学法:应用分析化学手段测量水体中污染物的种类和含量;③生物法:利用不同生物对水污染产生的各种反应(群落变化、种群变化、畸形、变种等),判断

水体污染的状况。

监测时间与频率 对于水体,一般按水文期(丰、枯、平水期)采样,并根据实际情况酌情增减。对于废水,则按生产周期确定监测频率,如生产周期较短的工业废水,每24h采样应不少于2次,灰水则因生产周期较长污染物浓度变化缓慢,采样间隔时间还可长些。

数据处理和评价 按统一规定的方法整理数据,用统一的单位表示分析结果,对测定值的离群值进行检验,以不存在离群值数据的平均值为实测结果,并注明测定结果的准确度(以加标回归率表示)和精密性(用标准差s或变异系数cv表示)。水质评价是根据监测数据按照水体的用途及相应的环境质量标准,选择合适的评价方法,对水体的水质进行定性或定量评价,指出水体的污染状况,主要污染物及其来源、时空分布及发展趋势。

早期的水质监测是将定点、定期采集的瞬时样品或累积样品送实验室或在现场分析测定,这种方法不能反映水质连续的动态变化,不能发现偶然事件引起的水质变化。70年代美国、日本、英国等开始采用水污染连续自动监测系统,对污染源排放的废水、地表水和地下水水质进行连续自动采样、测定、传输和数据处理的实时监测。目前这种自动监测系统主要功能是反映水质是否出现异常,所监测的项目是水污染综合指标,如pH值、电导率、溶解氧、浊度、化学耗氧量等,这还不能完全代替现场取样回实验室分析的方法,只是一种补充手段。有些污染物(如 F^{-} 、 Cl^{-} 、 NH_4^{+} 、 NO_3^{-} 等)的浓度已实现自动监测,今后还需进一步发展完善各种污染物浓度的连续自动监测系统。

SHUIZHIL ZHIBIAO

水质指标 (water quality index) 表征工业生产用天然水和生产过程中各种水汽的物理化学特性的各种参数项目。根据对各项指标的检测,为天然水采用合理的水处理方式提供依据;对生产过程中的各种水汽(火电厂有锅炉补给水、凝结水、疏水、生产返回水、锅炉给水、锅水、蒸汽和循环冷却水等)进行监督,判断是否符合生产要求,并及时发现生产过程中的问题。火力发电厂各类水质的指标不尽相同,综合起来主要有:pH值、固体物、浊度、电导率、硬度、碱度、钠离子、硫酸根、氯离子、硅酸、有机物、溶解氧、磷酸根、铁、铜和安定度等。

pH值 水中氢离子浓度(以mol/L计)的负对数,表示水质是否呈中性和酸、碱性强弱的指标。纯水(24℃时)电离所产生的 H^{+} 和 OH^{-} 的离子浓度各等于 1×10^{-7} mol/L,即 $[\text{H}^{+}] = [\text{OH}^{-}] = 10^{-7}$ mol/L。用负对数形式表示, $\text{pH} = -\lg[\text{H}^{+}] = 7$, $\text{pOH} = -\lg[\text{OH}^{-}]$

7. 因此, 当 $\text{pH}=7$ 时, 水呈中性; $\text{pH}<7$ 时, 水呈酸性。pH 越小, 酸性越强。pH >7 时, 水呈碱性; pH 越大, 碱性越强。一般天然水的 pH 值略大于 7, 有时也有天然水 pH <7 或 pH >8.2 , 但咸水湖水 pH 值可高达 9。控制凝结水、锅炉给水、锅水等的 pH 值是预防金属腐蚀的重要措施。

固体物 分为三种: ①全固体物是水经蒸干并在 105~110℃ 温度下烘干后留下的干涸残渣, 表示水中溶解物质和悬浮物的总量; ②溶解固体物是将天然水过滤后的澄清滤液, 在相同条件下得到的干涸残渣, 表示溶解于水中的物质 (溶解气体除外)。溶解固体物是划分天然水级别, 评价天然水特性的重要指标 (见天然水), 也是选择水处理方式的重要依据; ③悬浮物是将水通过过滤被截留的物质, 在相同条件下烘干得到的干涸残渣, 表示不溶解于水的无机物和有机物, 它是决定天然水预处理的重要指标。单位均以 mg/L 表示。

浊度 水体中由于微细的、分散的悬浮颗粒和胶体物质的存在而阻碍光线的通过, 使水体的透明度降低的一种度量。浊度既不同于色度, 也不同于悬浮物质的含量, 它是水的一种光学性质。水样浊度大小通过测量仪器与福马肼浊度标准悬浊液相比较而得, 根据所用测量仪器的不同原理, 目前主要有散射光浊度 (单位 FNU) 和透射光浊度 (单位 FTU)。虽然浊度与悬浮物含量无确定的相关关系, 但浊度大小在一定程度上反映了悬浮物含量的多少, 再则, 用仪器测定水样浊度较之重量法测定悬浮物含量要方便、快捷得多, 因此浊度成为评价天然水特性, 澄清水、过滤水水质的重要指标, 也是选择预处理方式的重要依据之一。

电导率 水中溶解的盐类以离子状态存在, 具有导电能力, 表示水导电能力大小的指标, 称为电导率。虽然电导率的大小除和水中离子量有关外, 还和离子的种类有关, 但当水中盐类组成相对稳定时, 测定水的电导率仍可间接近似表示水的含盐量, 电导率是电阻率的倒数, 单位为 $\mu\text{S}/\text{cm}$ 。该指标的意义还在于: ①它对天然水的测定结果虽不像测定溶解固体物那样准确, 但可迅速地提供近似值; ②测定凝结水和锅炉给水含有的微量物质, 不仅比测定溶解固体物迅速、可靠, 而且可实现在线监测。由于溶液的极限当量电导随温度升高而增大, 所以在某温度下测得的电导率值应换算到 25℃ 下的数值。

硬度 表示水中钙、镁离子的总量, 单位为 mmol/L。硬度有碳酸盐硬度和非碳酸盐硬度两类, 两者之和称总硬度。碳酸盐硬度一般表示水中重碳酸钙和重碳酸镁的总量。这种硬度成分经受热分解逸出二氧化碳, 绝大部分形成碳酸盐沉淀, 故也有称为所谓暂时硬度 (两者近似) 的。非碳酸盐硬度是总硬度与碳酸

盐硬度之差, 主要是钙和镁的硫酸盐和氯化物等。这种硬度成分在沸腾水中不会沉淀析出, 又称永久硬度 (两者近似)。硬度是评价天然水优劣的指标。硬度大小和类别与选择水处理工艺密切相关。硬度成分是热力设备结钙镁水垢的根源, 故成为锅炉补给水、凝结水、锅炉水和循环冷却水的重要监督指标。

碱度 水的碱度是指水中含有能接受氢离子的物质的量, 单位以 mmol/L 表示。通常表示水中的重碳酸盐、碳酸盐、氢氧化物及其他一些弱酸盐类。一般天然水中碱度主要由 HCO_3^- 的盐类所组成。由于测定碱度是以甲基橙和酚酞做指示剂, 故碱度分为甲基橙碱度 (也称全碱度) 和酚酞碱度。根据这两种碱度的测定值, 可求出 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 和 OH 的含量。碱度大小与选择化学除盐工艺有密切关系, 也是控制金属腐蚀的指标。

钠离子 由于钠广泛地存在于自然界中, 且钠盐都易溶于水, 故 Na^+ 是水中溶解的一种主要阳离子。氢型强酸阳离子交换树脂对 Na^+ 的选择系数较小, 所以 Na^+ 又是水中最难除尽的溶解杂质之一。火电厂热力系统水、汽中溶解的盐类主要为钠盐, 而且 Na^+ 会随着蒸汽沉积在蒸汽通流部位, 因此对锅炉 (特别是高参数或直流炉) 的给水、蒸汽和凝结水的 Na^+ 的含量有严格的规定。水、汽中 Na^+ 的含量可用离子选择电极法准确地进行在线监测, 故 Na^+ 的含量是反映水汽品质以及凝汽器严密性的一项重要指标, 单位为 mg/L 。

硫酸根和氯离子 这两种主要强酸阴离子通常是随天然水含盐量的增加而增大。天然水中的强酸阴离子和碱度所包含的 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 两类阴离子间的比例关系, 标志着天然水是以碳酸盐为主的水, 还是以强酸阴离子为主的水, 可为选择水处理工艺和离子交换树脂提供依据。氯离子和硫酸根是亚临界压力及以上参数机组的凝结水、锅炉给水的控制指标, 单位为 mg/L 。

硅化合物 天然水与硅酸盐和铝硅酸盐岩石在接触反应过程中可带入硅酸。硅酸是一种比较复杂的化合物, 一般除溶解硅酸外, 有时还含有胶态硅酸。由于水的离子成分、pH 值和温度等条件不同, 使水中的溶解硅酸和胶态硅酸的含量及两类硅酸的比例也不相同。水中的钙、镁离子能使硅酸的浓度降低。相反, 水中的钠离子会提高硅酸的溶解度。当水的 pH 值和温度提高时, 可使胶态硅酸转变为溶解硅酸, 并显著增大硅酸的溶解度。天然水中普遍含有硅酸, 且是形态较多而复杂的化合物, 一般分子式为 $x\text{SiO}_2 \cdot y\text{H}_2\text{O}$ 。对水中硅化合物的测定结果以 SiO_2 表示, 单位为 mg/L 。通常地下水硅酸含量比地表水多。由于大量硅化合物带入锅内除会形成硅酸盐垢外, 在高参数锅炉中还可被蒸汽携带沉积于蒸汽通流部分。因此, 热力系统的各种水质大多控制此项指标。

化学需氧量 (chemical oxygen demand, COD) 和生化需氧量 (biochemical oxygen demand, BOD)

天然水中有机物含量及类别的指标, 单位为 mg/L。由于天然水中的有机物种类繁多, 除自然界的植物和动物经分解的生成物外, 还有各种各样排废水带入的污染物。因此, 化学需氧量仅能判断水中可以经化学作用氧化的有机物所需的氧量, 而不能判断生化作用氧化水中的生物降解有机物所需的氧量。为此增加生化需氧量指标, 这样就可较全面地判断天然水被有机物污染的状况。有机物含量与选择锅炉补给水预处理方式有关。为防止有机物带入锅炉引起腐蚀, 对化学除盐水的监督也应注意有机物含量。

溶解氧 水中的溶解氧和热力设备金属腐蚀的关系极大。为此对锅炉给水和凝结水含氧量都有严格限定, 并要进行监督检测, 保持合格水质, 单位为 $\mu\text{g/L}$ 。

磷酸根 为防止锅内生成钙、镁水垢和游离氢氧化钠的腐蚀, 锅筒锅炉要进行磷酸盐处理。为稳定循环冷却水, 有的也采用磷酸盐处理。为此, 需经常对磷酸根 (mg/L) 指标进行监督。

铁和铜 由于水中溶解氧, 地表水含铁主要以三价铁存在, 地下水含铁以二价铁存在。一般地表水铁含量较少, 地下水铁含量较多, 有时高达每升几十毫克, 在此情况下, 应考虑进行曝气或过滤除铁。为监视给水系统腐蚀和防止锅内形成氧化铁沉积物, 控制含铁量是锅炉给水的重要指标, 也是疏水回收的依据。监督铜含量既可判断凝汽器和加热器铜管的腐蚀状况, 也可防止锅内形成铜的沉积物和铜在汽轮机中沉积, 单位为 mg/L。

安定度 判断天然水 (主要是循环冷却水) 中溶解的不同形式碳酸之间, 是否处于动平衡安定状态的指标。将水通过粒状碳酸钙过滤器, 视入口、出口水中碱度的变化来确定: 出口和入口水的碱度相等, 则入口水质是安定的; 出口水碱度大于入口水碱度, 入口水质具有侵蚀性; 出口水碱度小于入口水碱度, 入口水质具有结垢倾向, 都是不安定的。

shunxu kongzhi

顺序控制 (sequence control) 按照规定的时间或逻辑的顺序, 对多个终端控制元件进行一系列操作的控制方法。它的作用取决于前面某些操作的执行结果或生产过程中某些条件的实现。顺序控制所传输、处理和储存的信号主要为开关量信号。它的输出变量并不影响它本身的控制作用, 因此它是开环控制的一种形式。在火电厂中用于煤粉制备系统、输煤系统、补给水处理系统、循环水系统等辅助系统及主要辅机的控制。

顺序控制一般可以分为时间定序式及过程定序式两类。前者中的大多数操作是由预定的时间间隔而触发的, 例如在凝结水或补给水除盐系统中, 离子交换器的进酸或进碱、反应、排液和冲洗等过程都是按照预定的时间间隔去触发下一步操作的; 后者中的大多数操作是根据生产过程来的信号触发的, 例如在输煤系统控制中, 锅炉原煤斗煤位过低或存煤量过低时会自动启动输煤系统向煤斗供煤。待煤位或煤量达到预定值时再停止供煤。

实现顺序控制的装置可以使用任何能接受和处理开关量信号的组件构成。最常见的有机械式、继电器式、半导体逻辑元件式和可编程逻辑控制器。

机械式顺序控制器 使用电动机或电磁线圈通过凸轮等机械部件驱动一系列触点, 这些触点控制着各自的终端控制元件。调整凸轮机构的状态就可以使各个终端控制元件按照预定的顺序进行工作。它适用于具有 20 个左右输出通道的控制系统。它的结构简单、使用方便、易于掌握, 但是由于可靠性较差而且速度和容量均有限, 目前已很少采用。

继电器式顺序控制器 由于继电器在工业过程中已有很长的历史, 因此继电器式顺序控制器很容易被接受并得到广泛的应用。它适用于具有 50~100 个左右输出通道的控制系统。由于改变控制规律必须修改电路的接线, 因此通用性较差, 而且体积较大。

半导体逻辑元件式顺序控制器 由于采用了半导体元件, 使逻辑处理无触点化, 大大提高了顺序控制器的可靠性, 减小了它的体积和重量。同时采用矩阵式电路可以比较容易地对它的控制规律进行修改, 提高了控制器的通用性。然而, 由于计算机技术的迅速发展, 半导体逻辑元件式顺序控制器很快地就被可编程逻辑控制器所取代。

可编程逻辑控制器 以微处理器为基础的专用顺序控制器。它的可靠性高, 处理速度快, 容量大。具有以下特点: ①环境适应性强, 可以在工业生产现场长期可靠地工作; ②体积小, 采用模块结构, 扩展方便; ③采用以继电器电路为基础的阶梯图进行编程, 容易掌握, 也可以采用高级语言进行编程。控制规律的修改十分方便, 通用性强; ④可以很容易地增加数据采集或处理等功能, 扩大了应用范围。

shunjian shuaifuhe kuai kong baohu

瞬间甩负荷快控保护 (fast valving protection during transient load cut-back) 在电网故障甩负荷的瞬间, 利用汽轮机进汽调节门快速控制 (fast valving) 来提高电力系统暂态稳定的保护措施, 也称为阀门超前动作 (early valve actuation, EVA)。

问题的提出 透平发电机在电网运行中发出的电功率可由公式 $P_G \approx \frac{EU}{(X'_d + X_c)} \sin \delta$ 确定。式中 P_G 为发电机可发出的电功率; E 为发电机励磁感应电动势; U 为电网电压; X'_d 为发电机直轴同步电抗; X_c 为发电机外部系统阻抗; δ 为发电机励磁感应电动势超前于发电机端电压的时间相位角, 称发电机电角。该公式说明: 当发电机励磁恒定, 电网电压和频率不变时, 系统阻抗 X_c 越大, 可发出的电功率越小(可假定 X'_d 不变)。而功角大小表征在上述条件一定的情况下发电机产生电磁功率的能力。 $\delta = 90^\circ$ 时出现最大电磁功率。可用功角特性曲线图(图1)说明电网故障前后瞬间发电机电功率与功角的变化。正常运行时, 发电机输出电功率 P_{G1} 与汽轮机的机械功率 P_T 相等, 为功角曲线 I, 功角为 δ_1 , 在 a 点稳定运行。电网故障时(例如短路发生),

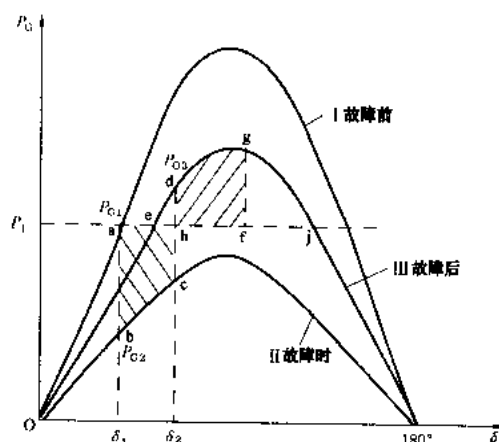


图1 发电机功角特性图

系统等值阻抗增加, 功角特性曲线变为 II, 由于发电机电角瞬间未变化, 发电机电功率降至 P_{G2} , 而汽轮机的机械功率 P_T 不可能突变, 转子在 $P_T - P_{G2}$ 的作用下加速, 功角增加, 输出功率沿曲线 II 上升, 若达到 c 点故障切除(例如一条故障线路切除), 系统等值阻抗减小(比正常时阻抗仍大), 功角曲线为 III, 此时功角为 δ_2 , 而对应输出功率为 P_{G3} , 因 $P_{G3} > P_T$, 又使转子减速。由于转子具有惯性, 在机械功率与电功率的作用下将要经过多次摇摆才能稳定, 即在 e 点又处于平衡状态。能否最低稳定平衡下来决定于减速面积 $dgfh$ 大于加速面积 $abch$, 这是电网故障时系统稳定的判据。发电机的功率摆动将造成电网的不稳定。当加速面积太大, 摆动超过 j 点时, 发电机失步将切机。曲线 II 和 III 是由电网结构确定的, 不同故障和切除后的状态确定了对应情况下的等值阻抗 X_c 。通过对系统的分析, 能看出在不同故障情况下能否满足稳定的判据。

具体措施 为提高故障情况下系统的稳定, 在故障切除时, 将汽轮机机械功率以比正常调节快得多的

速度减少是有效措施。即将汽轮机进汽调节阀快速关闭一定时间, 再根据要求将其开启, 达到故障瞬间减少加速面积, 增加减速面积, 并保持在新的状态下稳定运行的目的。

根据电网的特点, 一般情况下对汽门快控的要求, 可由汽门开度(对应汽轮机功率)与时间的关系曲线表示(图2)。图中各段时间为: t_1 要求在 0.25s 左右(决定于汽轮机调节阀最快关闭时间); t_2 在 0.2~2s 范围(可调); t_3 在 1~10s 范围(可调)(t_3 与汽轮机调节阀特性有关)。由于电网故障后新的运行状态不同, 要求汽轮机快速减少负荷后恢复到不同状态, 因此出现了持续快控和短时快控的要求, 而持续快控又与当时电网负荷切除后维持在不同输出功率状态有关, 一般在 50% 额定负荷或以下。为了实现持续快控的要求, 机组配备汽轮机旁路系统有时也是必要的。

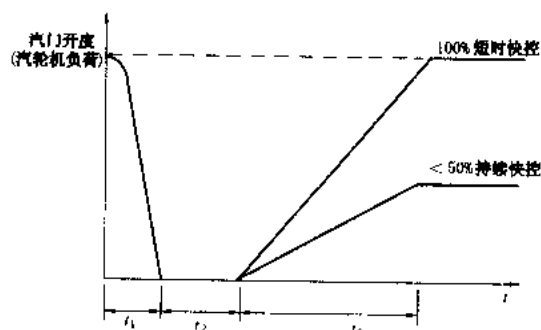


图2 汽轮机汽门快控示意图

汽门快控可用汽机高压调节阀或中压调节阀实现, 也可同时快控高中压调节阀实现。考虑到中压缸的功率约占汽机额定功率的 60%, 且关闭高压调门时对锅炉的汽压、汽温影响较大, 一般快控只作用于中压调节阀汽门。

检测电网故障大多用测量汽轮机机械功(可用再热蒸汽压力表征)与发电机输出功率差的方法实现, 并以此差值大小来启动快控功能。此外还有直接测量功角和测量加速度方法, 前者测量系统有延迟时间, 并容易受干扰, 较少采用; 后者要求较高技术, 英国等国家正在研究应用。

从整个电网的稳定看, 宜由电网的专用自动装置发出指令, 它可根据电网故障的部位和性质, 确定电厂中装有快控功能的汽轮机哪些应启动该功能、快速关闭多少时间后再开启, 以及这些汽轮机最终应将调节系统维持到多少负荷值。

Sikabeke Fodionchang

斯卡贝克发电厂 (Skaebaek Power Plant)

位于腓特烈西亚 (Fredericia) 附近, 在日德兰 (Jut-

land) 半岛中部, 该厂为丹麦埃尔桑 (Elsam) 电力公司下属两座新建的高效低排放电厂之一 (另一座为诺加兰 Nordjyllands 电厂)。埃尔桑公司向丹麦西部供电供热, 该地区人口占丹麦的 55%, 约为 280 万人。

从 1984 年以来, 丹麦投产了 6 台超临界机组, 都得到满意的成绩。随着高温耐热钢 9%~10% 铬钢的成熟, 以及日本川越超临界机组的投产, 1992 年埃尔桑公司决定建设二台 400 MW 等级超临界两次再热机组, 斯卡贝克发电厂是其中的第一台。蒸汽参数为 28.5 MPa, 580/580/580℃, 下一步将研究将汽温进一步提高到 620~630℃和 700℃。斯卡贝克发电厂外貌参见彩图插页第 8 页 18 图。

斯卡贝克发电厂原有两台机组, 1 号机 107 MW, 2 号机 285 MW, 分别在 1964、1970 年投产, 都是燃煤机组。新建的 3 号机为 412 MW, 超超临界压力双再热。原设计为燃煤, 为了减少 CO₂ 排放, 改用天然气, 以柴油为备用。今后如天然气价格过高, 还有可能改造为燃煤。机组同时可以向区域供热。凝汽运行时机组热效率 49%, 带全部热负荷时热效率达 90%, 为当今全世界效率最高的火电机组。

锅炉由 FLS miljo/Burmeister & Wain Energi A/S (BWE) 设计。Aalborg 锅炉厂供货, BWE/Vølund Energy 施工。为本生型直流炉, 螺旋管圈, 切向燃烧, 塔式, 方形断面 12.25 m × 12.25 m, 炉高 70 m。燃烧器分四层布置, 低 NO_x 燃烧方式, 滑压运行。锅炉蒸发

量: 972 t/h; 锅炉效率: 96.1%; 锅炉蒸汽参数: 29 MPa/582/582/582℃。

管材: 对汽温 540℃以下区域, 采用常规的铁素体合金钢和马氏体合金钢。540℃以上区域, 选用 SA213 TP347 H 型奥氏体合金钢作为过热器管材。选用 X10CrMoVNb91 (P91) 马氏体合金钢作为高温联箱和连接管管材。

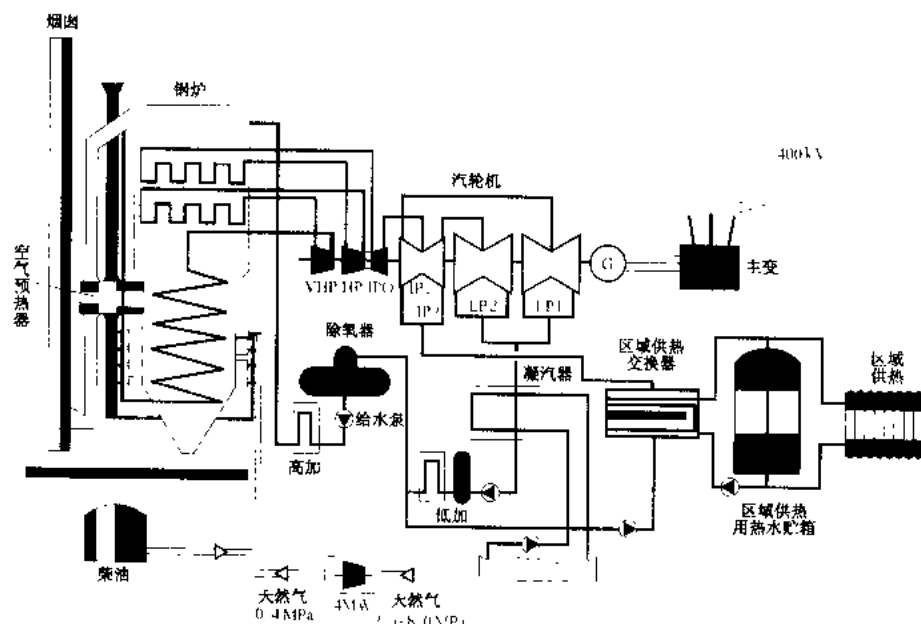
燃料: 天然气, 由 Dansk 天然气公司供给, 经 4 km 长管道由 Børup 的总管引来。天然气降压系统有一台

三级转子式涡轮膨胀器 (rotorflow turboexpander), 带 5MW 发电机, 由 ABB 供货。

汽轮机由 MAN Energie/GEC Alsthom 设计供货。为凝汽供热式。有 1 个超高压 (VHP) 缸, 1 个高压/中压 0 号 (HP/IP0) 缸, 1 个中压 1/中压 2 号 (IP1/IP2) 缸, 2 个低压 (LP) 缸。机组用海水冷却, 钛管凝汽器, 额定背压 2.2 kPa。VHP 缸共 14 级, 将蒸汽从 28.5 MPa/580℃降到 7.8 MPa, 再送回锅炉一次再热。HP 缸有 9 级, 将蒸汽从 7.4 MPa/580℃降到 2.05 MPa 再送回锅炉二次再热。IP0 缸有 6 级, 将蒸汽从 1.89 MPa/580℃降到 0.7 MPa 再送入 IP1/IP2 缸。IP1/IP2 为不对称流的中压缸, 其排汽可以满足不同的区域供热需要。供热量 447 MJ/s, 水温 120/48℃。设有 50 m 高储热箱, 可储 25,000 m³ 水, 可供 6 h 的供热量。

主要材质: 汽室及内缸为 9%CrMoVNbN; 转子为 10%CrMoVNbN; 内缸螺栓为 Nimonic 80A。

生产流程 见图。



斯卡贝克发电厂生产流程图

运行工况 8 h 停机后启动到并网时间为 90 min; 48 h 停机后启动到并网为 130 min。在 20%~35% 和 90%~100% 负荷时, 负荷变化率为 2%/min; 在 35%~90% 负荷时, 为 4%/min。3 号机组投资为 3.78 亿美元, 于 1997 年秋投入商业运行。

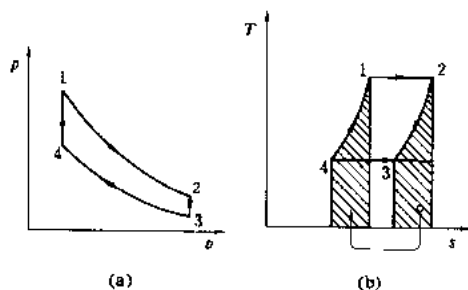
Stirling xunhuan

斯特林循环 (Stirling cycle) 热气机 (即斯特林发动机) 的理想热力循环, 由等温吸热、等容放

热、等温放热和等容吸热四个可逆过程组成。两个等温过程是从高温热源吸热和向低温热源放热，而两个等容过程的热量则是循环内部的回热，即等容吸热过程恰好吸收等容放热过程所放出的热量。因此该循环是「作在一个高温热源和一个低温热源间的可逆循环。其 $p-v$ 图和 $T-s$ 图示于附图。根据热力学第二定律，它的热效率应等于相同的两个热源间卡诺循环的热效率，即只与高温热源温度 T_1 和低温热源温度 T_2 有关。

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

与卡诺循环相比，斯特林循环的主要优点是：若工质比体积的变化范围给定，斯特林循环的做功量要大于卡诺循环的做功量。此外，斯特林循环也像卡诺循环那样，可以用于热机的正向循环，也可以用于制冷机或热泵的逆向循环。



斯特林循环

(a) $p-v$ 图；(b) $T-s$ 图

1816年，苏格兰人R. 斯特林(Robert Stirling)曾以按该循环工作的热空气往复式“外燃机”申请专利，称斯特林发动机，又称热气机。由于该机器的笨重，特别是受到发明内燃机的冲击，长期来未得到广泛应用。近年来斯特林循环重新又引起人们的重视，其原因是人们为了某种需要，希望有一种能燃用任何燃料或利用任何一种热源热量的高效热机，另一方面传热学、流体力学知识以及对除空气以外其他工质知识的增长，也提供了制造实用斯特林发动机的可能性。目前，斯特林发动机被用于包括航天技术在内的一些特殊领域。

Songpu Huoli Fadianchang

松浦火力发电厂 (Matsuura Thermal Power Station)

位于日本九州长崎县松浦市，系电源开发公司和九州电力公司共同建设的大型燃煤火电厂。建厂的指导思想，一是适应日本能源多元化的要求，燃用来自澳大利亚、美国、中国的煤；一是环境保护设施要高水平、尽可能完善，并达到高于日本法规规定的各项环境保护标准。1984年11月开始填海造地，电源开发公司建设2台1000 MW机组，九州电力公司

建设2台700 MW机组，两厂紧邻布置，分别运行，共占地约150万 m^2 ，其中共用灰渣场占地45万 m^2 。共用卸煤码头位于灰场外侧，北侧设有停泊10万t级泊位两个，西侧设有停泊5000t级和2000t级辅助泊位各两个。

电源开发公司松浦火力发电厂 装置2台1000 MW机组。第一台于1990年6月商业运行，汽轮机为超临界压力一次再热双轴四缸四排汽，蒸汽参数24.13 MPa、538/566 $^{\circ}C$ ，汽轮机转速3600/1800 r/min。升压变压器为3相1050 MV·A，以500 kV向日本西部的中国和四国、九州三电力公司送电。锅炉蒸发量为3170 t/h，蒸汽压力25.0 MPa，为一次再热直流炉。由于电厂带基本负荷，锅炉采用定压运行设计，较变压运行直流炉投资略低。

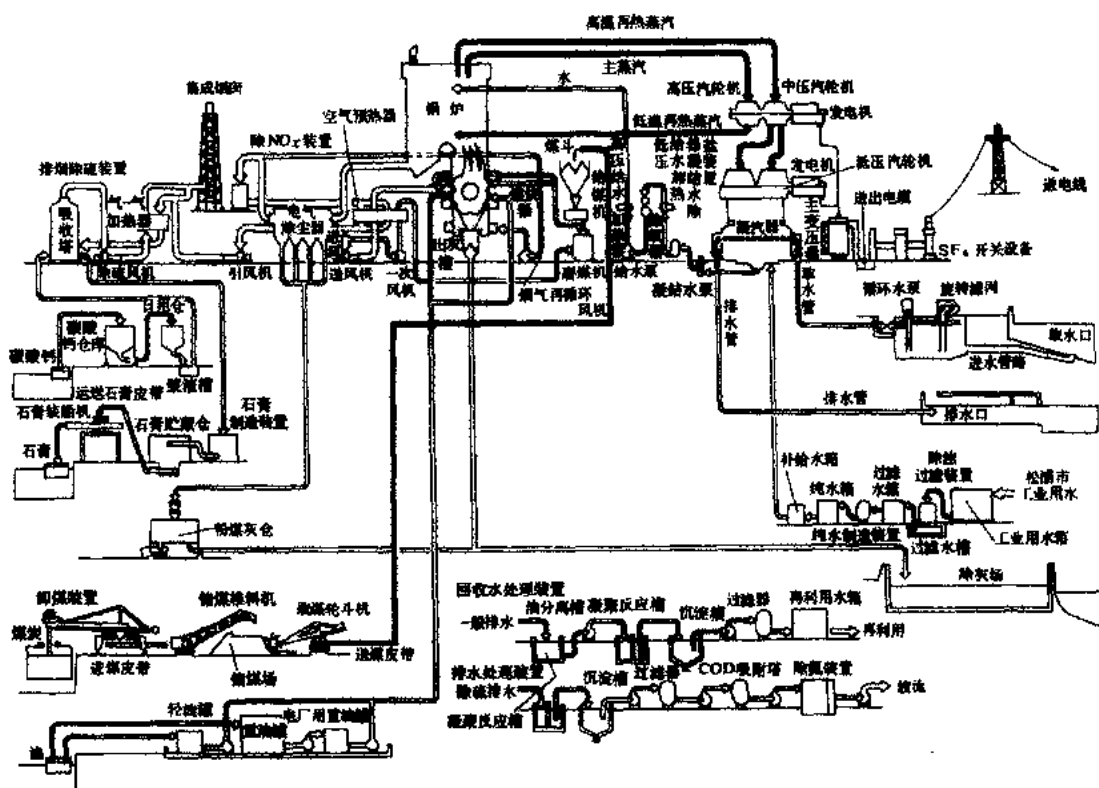
电厂设有除尘、除氮、除硫、排水处理等环保设施。高温电气除尘器布置在锅炉出口，烟气温度380 $^{\circ}C$ ，除尘效率99.2%。除氮(NO_x)装置布置在高温电气除尘器之后，采用干式加氨选择接触还原法，烟气温度370 $^{\circ}C$ ，除 NO_x 效率80%。除硫(SO_2)装置布置在除 NO_x 装置之后，烟气经空气预热器、引风机和(烟)气-(烟)气加热器。然后进入除 SO_2 装置，采用湿式石灰石-石膏法，除硫效率89.9%。除硫装置为单塔，从吸收塔排出的烟气，经风机增压和(烟)气加热器加热到100 $^{\circ}C$ ，排入200m高的双管束集束烟囱。此外，在锅炉本体，采用二段燃烧和低 NO_x 燃烧器，可使锅炉出口烟气中 NO_x 含量降低到 200×10^{-6} ；再经过除 NO_x 装置，达到 60×10^{-6} 以下。烟气中 SO_2 浓度达到 100×10^{-6} ，飘尘浓度达到0.04 g/ m^3 (标)以下。

电厂还设置了排水处理设备。排水经过水质分析计监控后放流。煤场有防风钢丝网、喷水设备，输煤栈桥均密闭。为防止噪声污染，采用低噪声设备，主变压器和风机均布置在室内。冷却水进、排水温度差不超过7 $^{\circ}C$ 。

图示为松浦火力发电厂环境保护装置流程示意图。

电厂锅炉以及除 NO_x 和 SO_2 设备为日立公司制造。汽轮发电机组和高温电气除尘器为三菱公司制造。第一台1000 MW机组的总造价为2770亿日元，其中环保设施的造价(包括除尘、除氮、除硫、排水处理等)约占1/3。

第二台1000 MW机组于1997年7月商业运行。与第一台机组不同的是汽温采用了593/593 $^{\circ}C$ ，高压转子和中压转子的材质采用先进的12 Cr 锻钢(TMK-1)；采用长为1170mm(46")的末级叶片，采用整体保护环叶片(Integral shroud blade ISB)；机组按腰荷设计，设有旁路系统，以适应每日起停的需要，热态启动从点火到满负荷可在135min内完成。汽轮机组由三菱公司制造。



松浦火力发电厂环境保护装置流程示意图

锅炉蒸发量为 2950 t/h, 蒸汽参数为 25.0 MPa, 598/596℃, 为日本当前最高汽温机组, 直流本生型, 滑压运行。负荷变化率在 100%~50% 负荷时为 4%/min, 在 50%~30% 负荷时为 2%/min。低于 30% 负荷时, 炉水循环泵起动, 以维持水冷壁质量流量。滑压范围, 当负荷从 30% 到 90% 时, 气压从 8.3 MPa 升到 25 MPa。炉膛采用对冲燃烧, 水冷壁为螺旋管圈。过热汽采用三级喷水调温, 再热汽采用烟气再循环和烟气旁路联合作为调温手段。锅炉由日立公司制造。

1 号机组热效率为 40.7% (HHV), 2 号机组热效率为 42.1% (HHV)。

2 号机组的环保装置与 1 号机基本相同。其 NO_x 排放浓度为 60×10^{-6} , SO_2 排放浓度进一步降为 80×10^{-6} , 飘尘降为 0.03 g/m^3 (标)。

九州电力公司松浦发电厂 装置 2 台 700 MW 机组。汽轮发电机为日立公司生产, 蒸汽参数为 24.13 MPa、538/566℃。锅炉是三菱重工业公司生产的燃煤变压运行锅炉, 以适应电厂调峰以至二班制运行要求。环境保护方面装有高效电气除尘器, 烟气脱硫和脱硝装置和排水处理装置, 达到与 1000 MW 机组同等的高水平。1 号机于 1989 年 7 月, 2 号机于 1994 年投运。

电厂周围大气污染监测点的设置 以松浦火电厂为中心在 30 km (分 10、20、30 km) 半径范围内共设置 26 个大气监测点, 其中当地环保部门设置 9 个, 电厂设 17 个 (九州电力公司 3 个设在陆地上; 电源开发公司 14 个, 设在海上), 均为连续监测, 并自动打印。在烟囱的入口部位也设置了 SO_2 、 NO_x 和烟气量的监测装置。

songfengji

送风机 (forced draft fan, FDF) 供给锅炉燃料燃烧所需空气的风机。布置在锅炉空气预热器之前, 将从大气中吸入的空气送入空气预热器, 加热到设计温度后, 一部分作为锅炉的二次风, 直接经燃烧器送入锅炉炉膛; 另一部分进入煤粉制备系统作为干燥剂, 然后, 或作为一次风, 输送煤粉经燃烧器送入炉膛 (乏气送粉系统), 或作为三次风, 经燃烧器直接送入炉膛 (热风送粉系统)。大型机组常采用中速磨煤机正压直吹系统, 此时, 若制粉系统配有专门从大气吸入空气的一次风机, 则送风机只供给锅炉的二次风。因此, 送风机的选择, 既要保证锅炉燃料燃烧所需的空气量, 又要克服送风管道系统及燃烧系统的相应阻力。

通常一台锅炉配置两台送风机。中小容量锅炉普

遍采用离心式风机,大容量锅炉普遍采用动叶调节轴流式风机和双吸双支撑离心式风机。由于送风机输送的是常温干净空气,动叶调节轴流风机以其良好的运行经济性和尺寸小、原动机容量小等优点越来越多的被选用。为提高离心式风机的调节性能,大型离心送风机多选用双速电动机作为原动机。

酸碱性废水的处理

酸碱废水处理 (treatment of acid and alkaline waste water)

应用化学的方法将含酸、含碱废水的 pH 值调整到符合排放标准的工艺。火力发电厂中的含酸、含碱废水主要来源于化学水处理车间阳离子和阴离子交换剂的再生、清洗过程。其排水量相当于处理水量的 10%。排水的 pH 值变化幅度较大,酸性废水的 pH 值为 1~5,碱性废水的 pH 值为 8~13。废水的排放一般是间断性的。

含酸、含碱废水具有较强的腐蚀性,并含有悬浮物和有机、无机等杂质,如不加处理会腐蚀排水管道和构筑物;直接排入水体,将使水体的含盐量增加,改变水体的 pH 值,污染水体,并影响水生生物的生长和渔业生产;排入农田,会改变土壤的性质,使土壤酸化或盐碱化,危害农作物。所以酸、碱废水应进行处理,使排水 pH 值控制在 6~9 之间,才能排入水体。

为减少阳、阴离子交换剂再生时排出的酸、碱废水,首先应从改革工艺着手,如采用逆流再生、串联再生和设置前置 H 阳离子交换器等(见离子交换器),尽可能减少再生酸、碱用量。酸碱废水的处理方法主要有中和法,其次是弱酸阳离子交换法。

酸碱中和法 在含酸废水中加入碱性物质,在含碱废水中加入酸性物质,进行中和反应,使之生成中性盐和水。

自身中和法 利用阳离子交换剂再生排出的废酸液来中和阴离子交换剂再生排出的废碱液,以达到中和目的。自身中和法又有①单池式:将废酸、废碱液都直接排入一个混合池中,经搅拌均匀后排出;②双池式:同时设置一个废碱池和一个混合池,废碱液排入废碱池储存,待阳离子交换器再生时,将废酸、废碱液同时排入混合池中中和后排出;③三池式:同时设置一个废碱池、一个废酸池和一个混合池。自身中和法的缺点是,由于发电厂中排出的废酸、废碱量是不平衡的,不能恰好中和,使处理后的水质达不到排放标准要求,所以往往仍需要加些酸或碱。

投药中和法 将碱性药剂,如石灰(CaO)、石灰石(CaCO₃)、电石渣、苛性钠(NaOH)、碳酸钠(Na₂CO₃)等投入到酸性废水中,或将酸性药剂,例如盐酸(HCl)、硫酸(H₂SO₄)等,投入到碱性废水中,

以达到中和目的。

中和反应的设备可分中和池和中和塔。中和池一般为地上或地下布置,酸、碱废水通过沟道或管道靠位差进入池中,处理后的废水用泵排出。中和池的优点是系统简单,运行方便;其缺点是占地面积较大,防腐、防渗较难做好。中和塔设置于离地面一定高度,将酸、碱废水用管道引至中和塔上部,用循环泵使塔中酸碱混合均匀,处理后的废水靠位差排出。其优点是,塔体防腐较易做好,不存在渗漏问题,且占地面积较少;其缺点是,要求离子交换器再生用泵的压力相应提高,使排水能直接进入中和塔顶部。为此,离子交换树脂的耐压强度和均匀性等均相应要求提高。

弱酸阳离子交换处理 将废酸、废碱液交替通过弱酸阳离子交换树脂,当酸液通过时,树脂转变为 H⁺型(R-H+Na+HCl→R-H⁺+NaCl),除去废液中的酸;当碱液通过时,弱酸树脂将 H⁺放出,中和废液中的碱性物质,树脂转变为盐型(R-H+NaOH→R-Na+H₂O),这样往复交替处理,不需还原再生,就能使处理后的酸碱废水基本达到排放标准。该法于 20 世纪 80 年代开始在我国使用,效果较好,排放合格率达 95%。为保证排放 pH 值全部合格,弱酸树脂的工作交换容量只能利用 70%左右,以防弱酸树脂层漏 H⁺或 OH⁻。

弱酸、弱碱离子交换联合处理 在弱酸离子交换器后串联一台弱碱阴离子交换器,以吸收弱酸树脂层漏出的 H⁺或 OH⁻,且可用足弱酸离子交换树脂的工作交换容量,使排出液的 pH 值完全达标。

除此之外,还有将含酸废水排入火电厂水力输灰系统的灰水中,以中和灰水中的碱性物质;将含碱废水当作湿式文丘里除尘器捕滴器用水,以吸收烟气中的二氧化硫。

酸洗

酸洗 (acid cleaning) 见锅炉化学清洗。

酸雨

酸雨 (acid rain) pH 值小于 5.6 的雨、雪、雾等形式的大气降水。最早引起注意的是酸性降雨。故习惯上统称酸雨。大气中水蒸气因凝结作用形成水滴, pH 值通常接近 7。然而,大气中的二氧化碳(CO₂)会溶于水形成碳酸,使雨水呈弱酸性,陆上和海洋生物体腐烂所产生的 H₂S 氧化后,以及陆上和海底火山爆发,这些自然因素可使降水中的 pH 值最低接近 5.65。人类燃烧矿物燃料排入大气的二氧化硫(SO₂)和氮氧化物(NO_x)也起着同样的作用,并可使大气降水的 pH 值降至 5.6 以下。

成因 酸雨的形成途径分为云中致酸和云下致酸。云中致酸指在云的形成过程中大气污染物 (SO_2 、 NO_x 等) 及氧化剂进入云水并在云水中不断反应生成酸性物质而使云水酸化; 云下致酸指雨水离开云基后冲刷近地层大气, 吸收大气污染物并在雨滴内不断反应生成酸性物质而使雨水酸化。大气中的氧化剂主要是 H_2O_2 、 O_3 等。大气中存在的碱性物质 (碱性气体和碱性颗粒物) 也会进入降水中, 对降水的酸性起一定的中和作用。当降水中离子达到平衡并最终使 pH 值小于 5.6 时, 就形成了酸雨。因此, 酸雨的形成是个十分复杂的过程, 涉及大气中的酸性物质、碱性物质、氧化剂, 包括污染源排放、大气输送、大气气相化学转化、云水化学转化和大气沉降等过程。

中国酸雨的化学特征是 pH 值低, 离子浓度高, 硫酸根与硝酸根的当量比大约为 10:1, 属硫酸型酸雨。这是由于中国是以煤为主要能源的国家。由于二氧化硫排放量逐年增加, 中国酸雨污染也逐年加重, 酸雨面积不断扩大。80 年代酸雨主要发生在重庆、贵阳等西南地区, 酸雨面积为 170 万 km^2 , 到 90 年代中期, 酸雨已发展到长江以南、青藏高原以东及四川盆地等广大地区, 酸雨区面积扩大 100 多万 km^2 。以长沙、南昌等城市为代表的华中酸雨区已成为全国酸雨污染最严重的地区, 其中心区年均降水 pH 值低于 4.0, 酸雨频率高达 90% 以上。华东沿海地区也已成为主要酸雨地区。

危害及防治 酸雨污染造成粮食、蔬菜和水果减产, 以致整块农田绝收, 森林大面积衰亡, 林积量锐减。土壤和水体酸化, 金属和建筑材料被腐蚀。人体呼吸系统疾病增多, 造成人群死亡率增加。1995 年中国由于酸雨和二氧化硫污染造成农作物、森林和人体健康等方面的经济损失约为 1100 多亿元, 已接近当年国民生产总值的 2%, 成为制约中国经济和社会发展的重要因素

为进一步遏制酸雨污染的发展, 1998 年 1 月 12 日国务院批准了国家环保局制定的《酸雨控制区和二氧化硫控制区划分方案》。划定的两控区总面积为 109 万 km^2 , 占国土面积的 11.4%, 覆盖了 60% 的二氧化硫排放量。其中酸雨控制区主要涉及长江以南、四川与云南以东地区, 包括 14 个省、市和自治区, 面积为 80 万 km^2 , 占国土面积的 8.4%; 二氧化硫污染控制

区涉及 14 个省、市、自治区的 63 个城市, 面积为 29 万 km^2 , 占国土面积的 3%。两控区分阶段控制目标为: 到 2000 年, 排放二氧化硫的工业污染源达标排放, 并实施二氧化硫排放总量控制; 环境保护重点城市环境空气二氧化硫浓度达到国家环境质量标准, 缓解酸雨控制区内酸雨恶化的趋势。到 2010 年, 二氧化硫排放总量控制在 2000 年排放水平以内, 两控区内所有城市环境空气二氧化硫浓度达到国家环境质量标准, 酸雨控制区降水的 pH 值小于 4.5 的面积比 2000 年有明显减少。

在两控区内, 除以热定电的热电厂外, 禁止在大中城市城区及近郊区新建燃煤火电厂。新建、扩建、改建燃煤含硫量大于 1% 的电厂, 必须建脱硫设施。现有燃煤含硫量大于 1% 的电厂, 要在 2000 年前采取减排二氧化硫的措施, 在 2010 年前分批建成脱硫设施或采取其他具有相应效果的减排二氧化硫的措施。

Suizhong Fadianchang

绥中发电厂 (Suizhong Power Plant) 位于山海关东北 23 km 处的渤海辽东湾海滨。电厂规划容量为 3200 MW, 本期安装两台由俄罗斯成套引进的 800MW 超临界机组。燃用山西晋北煤由大秦铁路运至电厂。用 500 kV 和 220 kV 两级电压分别接入主网和向地区供电。电厂全景参见彩图插页第 4 页 8 图。主机型式见表。

机组采用 8 级回热系统即“三高四低一除氧”, 并

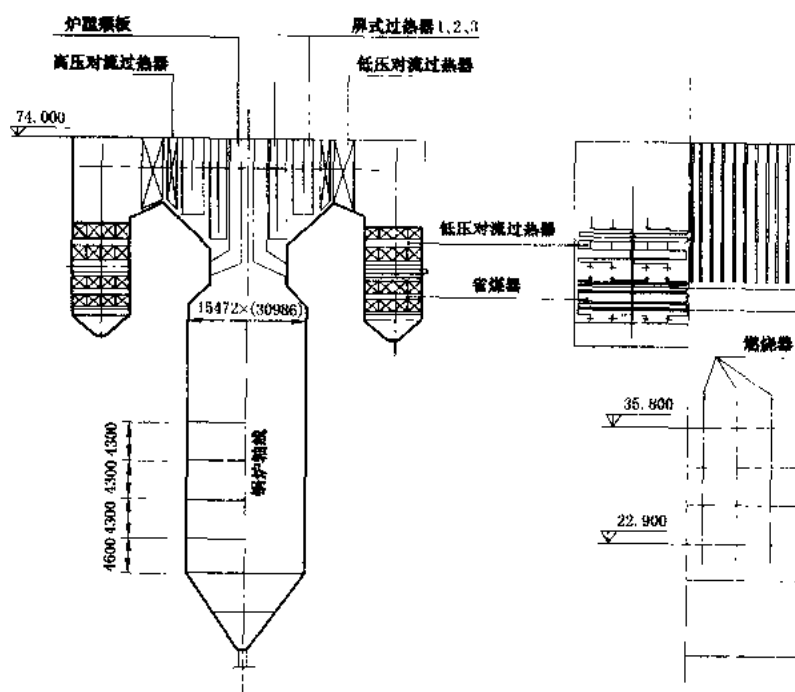


图 1 绥中发电厂锅炉横断面图

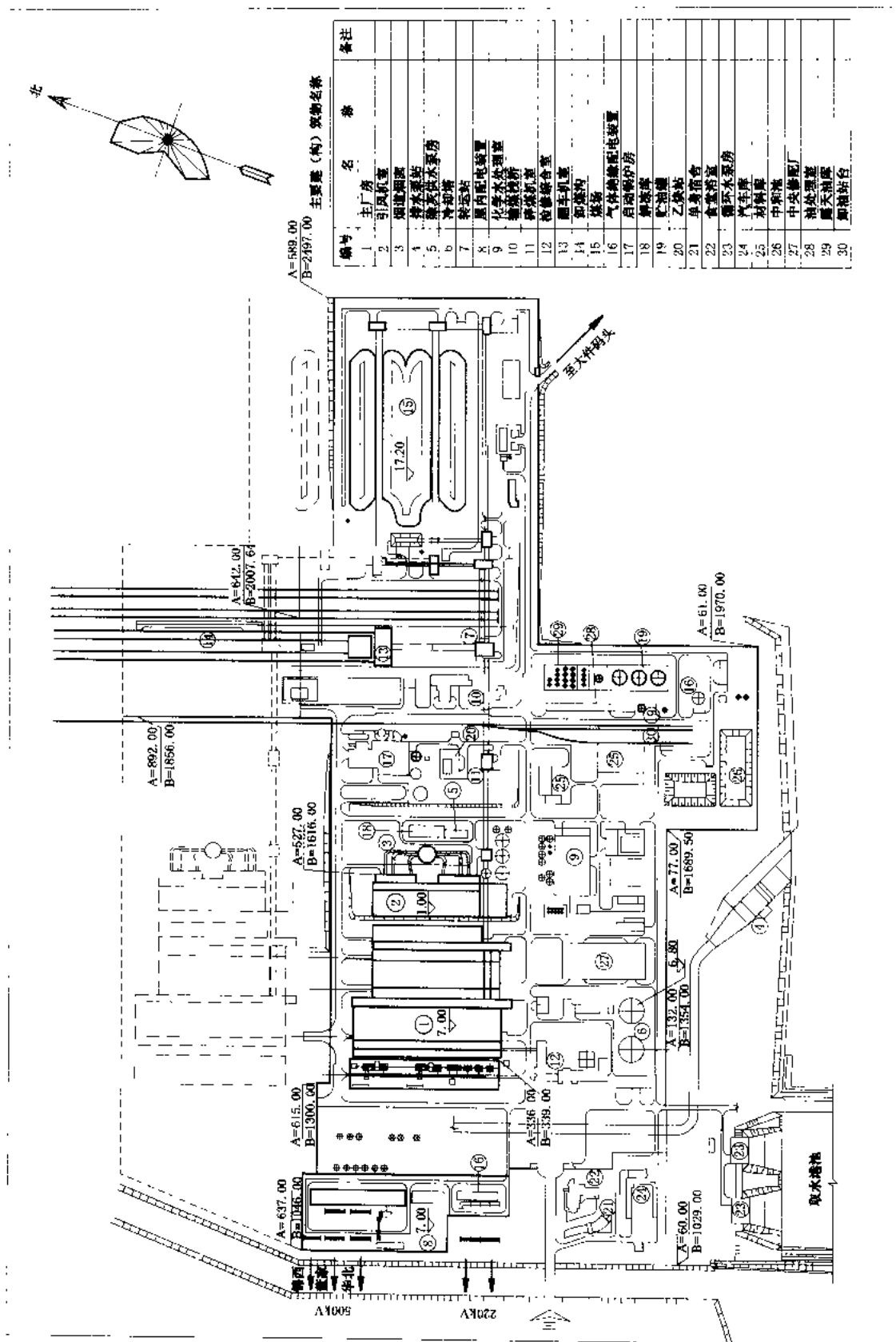


图2 绥中发电厂总平面布置图

主机型式表

项目	型号	出力 MCR	主要参数	生产厂家
锅炉	III 2650-25-545KT 矩型单炉体T型布置 直流炉	2650 t/h	主汽: $p=25\text{ MPa}$ $T=545\text{ }^{\circ}\text{C}$ $Q=2650\text{ t/h}$ 再热: $p=3.62\text{ MPa}$ $T=545\text{ }^{\circ}\text{C}$ $Q=2152\text{ t/h}$ 给水: $T=277\text{ }^{\circ}\text{C}$ 效率: $\eta=92.3\%$	塔 罗 格 锅 炉 厂
汽机	K-800-240-5 单轴 五缸中间再热双背压 凝汽式	800 MW	蒸汽: $p=23.5/3.32\text{ MPa}$ $t=540/540\text{ }^{\circ}\text{C}$ 背压: $3.57/4.54\text{ kPa}$ 净热耗: $8033\text{ kJ}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 可用率: 98% , 末级叶片长: 960 mm	列 宁 格 勒 金 属 工 厂
发电机	TBB 800-2EY3 型 水氢氢冷却方式	800 MW	额定电压/电流: $24\text{ kV}/21400\text{ A}$ 功率因数: 0.9 效率: 98.75% 同轴交流励磁、可控硅整流	列 宁 格 勒 电 机 厂

设置起动大旁路系统。每台机组配2台出力为1300 t/h的汽动给水泵,根据中方要求,另设2台出力为600 t/h的电动给水泵作为起动备用。凝结水系统采用三级泵串联,汽轮机凝汽量为1426.8 t/h,凝汽器面积为41200 m²,采用单元制海水一次循环冷却系统,每台机配出力为44750 m³/h立式斜流循环水泵两台。锅炉断面见图1,采用中速磨直吹式制粉系统,每台炉装有8台中速磨煤机,4×12只燃烧器采用前后墙对称布置。每台炉安装2台轴流式送风机;2台一次风机,2台炉烟再循环风机,3台引风机,3台再生式空气预热器及3台电场除尘效率为99%的电气除尘器。两台炉合用一座双筒(金属排烟筒)组合烟囱,高270.00 m。除灰采用干灰气力集中、灰渣分除、海水水力输送。锅炉补水采用两级化学除盐加混床系统,出力为250 t/h。监控自动化系统分全厂与单元机组两级,全厂级在中央控制室进行,单元机组采用机、炉、电集中控制。

主厂房全长230.00 m,宽198.00 m。汽轮机房跨度为51.00 m,汽轮机采用纵向布置,运转层标高为11.40 m,设有地下室,标高-4.20 m。其外侧设有跨度为2×12.00 m的偏屋,布置有中央控制室(网控),单元控制室和厂用电。锅炉房跨度为42.00 m,两侧对称布置有16.50 m跨度的磨煤机间和12.00 m跨度的煤斗间。除氧间布置在汽机房侧煤斗间的顶层。锅炉房后部是跨度为24.00 m的再生式空气预热器间。电除尘器高位布置在引风机室的顶层。炉后烟气建筑占地宽度为96.00 m。主厂房采用钢结构,围护结构为陶粒混凝土墙板。整个主厂房面积为84634 m²,建筑体积为1835747 m³(其中地上部分体积为1756535 m³)。

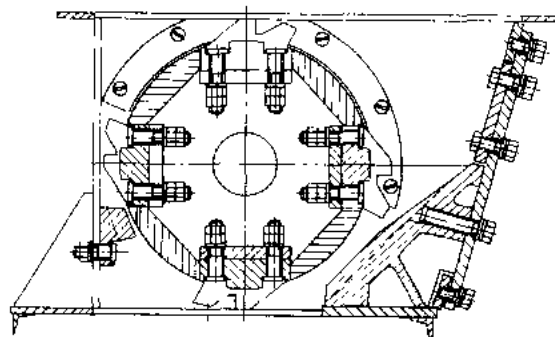
绥中电厂总平面布置见图2。厂区占地62.17 ha,每

MW占地0.0389 ha。由配电装置至煤场将厂区分为5.40 m、7.00 m、11.00 m、14.10 m、17.00 m五个阶梯,主厂房零米标高为7.00 m。

两台机组概算总投资为103亿元。在额定负荷时发电煤耗率320 g/(kW·h),厂用电率5.28%,供电煤耗率338 g/(kW·h)。投产时间:1号机组2000年5月,2号机组预计2000年年底。

碎渣机

(clinker grinder) 应用机械力对锅炉排出的渣块进行破碎的机械装置,它是锅炉排渣装置的配套设备。在辊式、锤式、反击式和颚式碎渣机中,以辊式碎渣机使用得最广泛,通常有单辊、双辊和三辊。根据辊上碎渣齿形不同可分为钉齿型、锯齿形和刀型结构。图示为最常见的单辊锯齿型碎渣机。由排渣装置排出的渣块导入固定碎渣齿和转辊之间,通过转辊上锯齿形碎渣齿同固定碎渣齿相互的挤压剪切作用将渣块破碎,并由碎渣机下部出口排出。破碎后渣块粒度一般为20~40mm,单机出力5~50t/h,所需驱动电动机功率为3~10kW。主轴转速:双辊式为13~25r/min,单辊式为25~75r/min,反击式大于等于60r/min,锤击式约1500r/min。碎渣机的破碎元件应具有良好的耐磨性能,且要容易更换。一般应采用铬锰合金或铬钢制造,以延长其使用寿命。碎渣机装有过载保护系统,当渣块过硬、尺寸过大或其他原因引起碎渣机过载时,通过机械或电气保护系统使其停机并报警。碎渣机用于固态排渣煤粉炉和层燃炉。



单辊式碎渣机

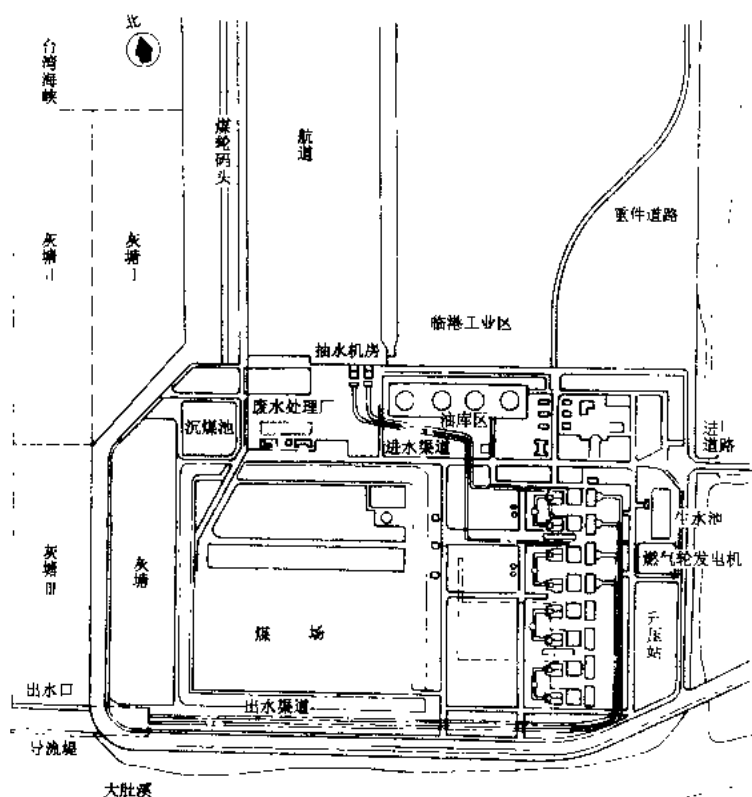
T

Taichung Huoli Fadianchang

台中火力发电厂 (Taichung Steam Power Plant)

位于台湾省中部西海岸台中县台中港区南端, 装设8台550 MW 汽轮发电机组, 一期工程4台机组于1987年2月开始建设, 1、2、3、4号机组分别于1991年3月、1991年8月、1992年6月、1992年10月投入商业运行。二期工程4台机组于1996年和1997年各建成2台。电厂另装有4台72 MW 备用和尖峰用燃气轮发电机组, 全厂总容量4688 MW。电厂外貌参见彩图插页第6页12图。

厂区总布置: 厂区占地281万 m^2 , 是与台中港务局共同浚挖土方填海造地而成。图为厂区布置图。进口



厂区布置图

的燃煤用6万吨级到12.5万吨级的散装煤轮运至厂内的专用码头, 一期建两个12.5万吨级泊位, 二期再扩建一个泊位。2000 t/h卸煤量的抓斗式卸煤机卸下的煤, 经封闭的高架皮带送到煤场储存或送入锅炉房。煤场分安全储煤堆和日用煤堆, 前者压实洒水并在表面喷乳化胶, 后者设置喷水头抑制煤尘, 煤场四周及中间设置高25 m栅网挡风墙。初期灰场设在厂区靠海侧, 炉底渣和不需综合利用的干灰采用水力输送到灰场; 后期灰场在规划中。冷却水用海水, 循环水泵房设在航道南侧, 从凝汽器排出的温排水经过800 m长的导流堤散热冷却, 使放流口500 m范围内海水温升不超过限定的4 $^{\circ}\text{C}$ 。电厂生产和生活所需的淡水由自来水公司供给, 设有3万 t 生水池, 补给水经水处理除盐后送入凝汽器热井。综合废水处理厂位于煤场北侧, 处理后废水符合排放标准, 并尽量回收利用。煤场雨水排入沉淀池沉淀后回收再处理使用。升压站设在厂区东南侧主厂房前, 每台机设置1台20.9/345 kV主变压器和2台20.9/6.9 kV厂用单元变压器。GIS断路器设于屋内以防止海风盐害。电力以345 kV同杆双回路输电铁塔送入系统。

电厂主设备 550 MW汽轮发电机组采用美国通用电气 (GE) 公司的亚临界压力 (蒸汽参数16.7 MPa、540/540 $^{\circ}\text{C}$) 汽轮机和发电机, 部分设备由设在高雄市的联亚电气公司 (GE 与台湾电力公司合资) 合作生产。1~4号锅炉采用美国福斯特·惠勒 (FW) 公司的1833 t/h锅筒式锅炉, 5~8号锅炉为美国 B&W 公司制造。锅炉排烟经电气除尘器 (除尘效率为99.79%) 和石灰/石膏法烟气脱硫装置 (脱硫率90%以上) 除尘脱硫, 使烟气中尘粒低于32 mg/m^3 (标), 限额为59 mg/m^3 (标); 二氧化硫 (SO_2) 降至 150×10^{-6} 以下 (限额为 500×10^{-6}), 氮氧化物 (NO_x) 采用分段燃烧控制在标准 500×10^{-6} 以内。烟囱高250 m, 每两台锅炉合用一个双管内筒式烟囱。主厂房为封闭式以降低噪声扩散。

4台72 MW燃气轮发电机组装设在一个独立的封闭厂房内, 为GE产品。

电厂控制系统 炉、机、电设备采用分散控制系统及数据采集系统 (DCDAS), 每两台机组设一个单元

控制室。锅炉的燃烧器管理系统 (BMS), 汽轮机的数字式控制和监视系统 (DCM), 均由屏幕显示器 (CRT) 进行操作。一期另设一备用屏在主控制屏上, 用于汽轮机紧急跳闸及保护系统测试。二期 5~8 号机组完全采用 CRT 操作, 机组的起、停和变负荷操作均可在 CRT 上完成。

附属设备, 如静电除尘器、排烟脱硫装置、水处理和废水处理、凝结水精处理、出灰渣系统等控制系统, 均在现场就地控制室以 CRT 操作控制。这些系统与机组 DCDAS 之间以数据链相连, 组成一个整体的控制和监视系统。

煤场设备和整体自动化监控系统 台中电厂有庞大的卸船设备、堆取煤机、门式刮取煤机、煤场和煤仓行走式下料机以及总长度 24km 的皮带运输机, 另外还有煤秤、碎煤机、自动取样系统、自动混煤系统等附属设备。电厂设有一个整体的自动化系统, 利用计算机使有关的值班操作、时程安排、维修管理以及所有操作维修报告都能在操作台及终端机上显示及操作。

今后发展计划 台中电厂原规划设置 8 台燃煤机组。现为配合供电需要, 在厂区西侧即煤场与临海侧原紧急灰塘位置, 计划再扩建 9、10 号机组 (与前 8 台机组类型、容量相同), 预定在 2005~2006 年投产。

tanchuangang

弹簧钢 (spring steel) 制造弹簧或类似性能零件的钢的总称, 是钢按用途分类的名称。由于长期在周期性应力下工作并需承受冲击、震动等动荷载, 因此要求具有高的弹性极限和疲劳极限, 足够的塑性和韧性, 一定的冷热加工性能和淬透性等。弹簧钢表面质量 (脱碳层、表面缺陷等) 对弹簧使用寿命有很大影响。按生产方法弹簧钢分为热轧弹簧钢和冷拉 (轧) 弹簧钢, 按化学成分可分为碳素弹簧钢和合金弹簧钢。

热轧弹簧钢 有圆钢、方钢和扁钢, 用来制造截面较大的弹簧。采用热加工成型、经淬火和回火处理, 并可用喷丸处理改善弹簧的表面质量以提高其抗疲劳性能。

冷拉弹簧钢 包括冷轧弹簧钢丝和钢带, 经热处理和冷拉强化, 成品钢性能可达标准的高弹性极限要求, 用于小截面 (小于 12~15 mm²) 的弹簧。冷拉钢丝冷卷成弹簧后, 可进行消除应力回火。

碳素弹簧钢 含碳量为 0.6%~0.9% (如 65、70、75、85 等钢号), 其抗疲劳性能并不低于合金弹簧钢, 唯淬透性和屈服强度较低, 仅宜用于小截面弹簧。

合金弹簧钢 含碳量为 0.45%~0.75%, 含有锰、硅、铬、钼、钨、钒、硼等元素, 以达到有高的淬透性和弹性极限, 或高耐热性的要求。主要有含锰弹簧

钢 (65Mn)、含铬弹簧钢 (50CrMn、50CrVA 及 4Cr13 等)、硅锰弹簧钢 (55Si2Mn、60Si2Mn、60Si2MnA、70Si3MnA 等)、含钨弹簧钢 (如 60Si2MnWA 及 30W4Cr2VA 等) 和含硼弹簧钢 (55SiMnVB) 等。

火电厂主蒸汽管道支吊架弹簧可用合金弹簧钢 60Si2Mn (300℃以下), 阀门等较高温度的弹簧可用较高抗回火稳定性的钢, 如 50CrVA (400℃以下)、30W4Cr2VA (500℃以下)、4Cr13 (450℃以下) 等。

Tampa IGCC Shilan Dianchang

坦帕 IGCC 示范电厂 (Tampa IGCC demonstration power plant) 指坦帕 (Tampa) 电力公司 (TEC) 所属普克 (Polk) 电站的 1 号机组, 位于美国佛罗里达州中部的 Polk 县境内, 是美国能源部 (DOE) 洁净煤技术 (CCT) 示范计划 1989 年第三轮招标选定的项目。

建设概况 1992 年 7 月 TEC 作为业主与 DOE 签订协议。贝克特 (Bechtel) 工程公司承担工程设计、设备采购、施工管理。1994 年 11 月破土动工, 1996 年 9 月燃气轮机首次燃用煤气运行, 1996 年 9 月 30 日开始进入商业运行, 根据与 DOE 的合同将有一个为期 5 年的示范运行期。

电站实际建成的工程造价为 5.06 亿美元, 其中 DOE 资助 1.42 亿美元, 按净出力计算单位造价 2024 美元/kW。

厂址条件 一个专门小组经过一年多工作, 从 6 个县 35 个候选厂址中选定。环境保护在厂址选择中占有非常重要的地位。现厂址在坦帕市东南 45 英里一个废弃磷矿区内, 总面积 17.6 km², 其中约 1/3 面积经改造后作为电厂用地, 包括一个 3.44 km² 的冷却水池。其余 2/3 区域需经改造回归自然。

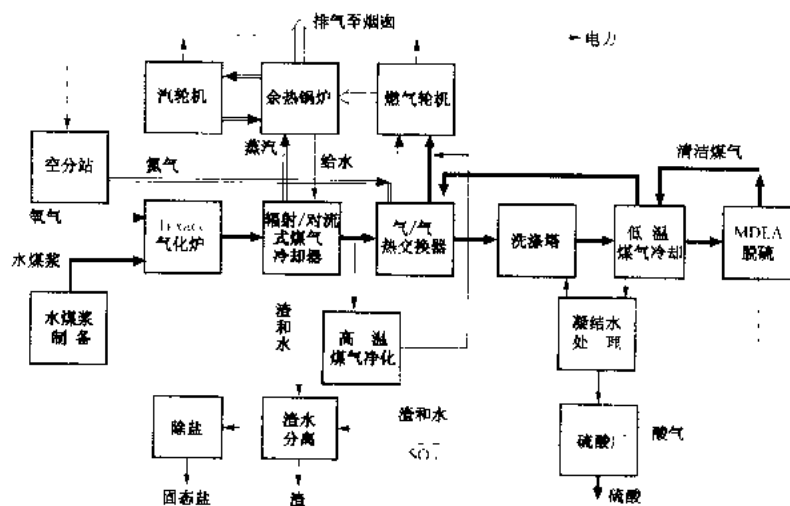
设计指标 设计煤种为 Pittsburgh“8 煤, 收到基的质量百分比: 碳 73.76%, 氢 4.72%, 氧 4.96%, 氮 1.39%, 氯 0.1%, 硫 2.45%, 水分 4.74%, 灰 7.88%, 高位发热量 30912 kJ/kg。

燃气轮机功率 192 MW, 汽轮机功率 121 MW, 厂用电耗 63 MW, 净功率 250 MW, 厂用电率 20.13%, 净热效率 41.6% (LHV)。冷煤气净化脱硫率 96%, 热煤气净化脱硫率 98%, SO₂ 排放 90.4 mg/MJ, NO_x 排放 116.2 mg/MJ。

热力系统和工作过程 机组工艺流程见图。

气化系统 配置一台德士古 (Texaco) 气化炉, 属水煤浆进料氧气下吹式气流床气化。气化能力 2400 t/d, 水煤浆浓度 68%, 氧气纯度 95%。炉内气化压力 2.8~3.0 MPa, 温度约为 1482℃。粗煤气主要成分为 H₂、CO、CO₂ 和水蒸气, 燃料中的硫转化成 H₂S

和 COS。煤中所含灰分在气化过程中熔融成液态渣。高温煤气向下流动进入辐射式煤气冷却器, 煤气温度降到约 700℃, 煤气中的熔融渣在底部水室中淬冷成玻璃状渣。煤气继而进入两个并联的对流式煤气冷却器继续冷却到 480℃。煤气显热得到回收, 产生 10.4 MPa 的饱和蒸汽。气化炉和辐射式煤气冷却器做成一体, 外壳直径 5.185 m, 高 39.345 m, 总重约 900 t, 气化炉膛用耐火砖衬里。



坦帕 IGCC 示范电站工艺流程示意图

煤气净化系统 经过对流式冷却器的煤气分两路进入煤气净化系统, 清除煤气中的固体颗粒、硫化物、碱金属盐和卤化物等有害物质, 以保护燃气轮机及使排气满足环境法规的要求。Tampa 电站设置了高温和常温两套煤气净化系统。

高温煤气净化 是一套 10% 容量的工业示范装置, 采用美国 CE 环保公司研究开发的脉动式移动床高温脱硫技术。工作温度 482~538℃, 用钛锌脱硫剂吸收 H_2S , 生成浓度约 13% 的 SO_2 , 送往硫酸厂, 脱硫率为 98%。净化后, 煤气中 H_2S 和 COS 含量不超过 30×10^{-6} 。吸收剂可再生利用。

90% 的粗煤气进入常温煤气净化系统, 高温煤气净化系统停运时, 该系统能处理 100% 的粗煤气。常温煤气净化采用文丘里洗涤器湿法除尘和 MDEA 法脱硫, 坦帕电厂没有采用水解器将 COS 转化为 H_2S , 脱硫率为 96%。

空分系统 配置了一套完全独立的高压空分系统, 空气由独立的空气压缩机供给。空分站日产 2100 t 纯度为 95% 的氧气和 6300 t 纯度为 98% 的氮气。氧气除供气化炉用外, 还供给硫酸厂。氮气经压缩并加热后回注到燃气轮机燃烧室, 既可降低 NO_x 的生成, 又可增大燃气轮机做功能力。

联合循环 燃气轮机为 MS7001F 型, 燃用合成煤气时初温 $t_h = 1260^\circ C$, 额定功率可达 192 MW。燃气轮机排气进入一台三压自然循环余热锅炉, 煤气冷却系统产生的高压饱和蒸汽也在这里进一步加热成过热蒸汽, 驱动一台再热式汽轮机, 主蒸汽参数为 10 MPa/538℃/538℃。

电站的主控制系统是一个 Bailey Infi-90 分散控制系统 (DCS), 直接和燃气轮机的 GE Mark V、汽轮机的 GE Mark V 和 气化炉的 Triconex 气化炉安全系统进行联络。

灰渣及废水处理 积存在辐射式煤气冷却器底部水室中的灰渣, 通过一个锁斗装置周期性地排入沉淀池中, 锁斗装置约每半小时开启一次。粗渣在沉淀池中分离并被捞出送往灰渣场。含有细渣的水被泵送到细渣—水分离系统, 首先通过一个沉降池, 使细渣得到浓缩, 然后用一台旋转鼓式真空过滤器, 将细渣分离出来送往灰渣场。

煤气携带的细灰, 在洗涤塔中除去。含有细渣的水连续送往细渣—水分离系统。分离后的水回到系统中重复使用。坦帕电厂为废水“零”排放。

调试运行情况 自 1996 年 7 月 19 日气化炉首次生产出煤气到 1998 年底, 气化炉累计运行 10301h, 机组累计运行 9168h, 最长连续运行时间分别为 51 天和 49 天。

空分系统性能非常好, 满负荷时耗功约 50~55 MW, 比预计的多 1~2 MW。系统没有配置备用液态氧气储存设备, 曾因外部原因使空分装置停运而造成气化炉停运。

气化炉调试和运行中均很可靠。炉内测温热电偶和耐火砖的寿命是一个问题。辐射式煤气冷却器 (RSC) 和对流式煤气冷却器 (CSC) 运行情况非常好, 污垢系数仅为设计值的 1/3~1/4。

位于对流式煤气冷却器后面的两个用粗煤气加热洁净煤气和回注用氮气的气/气热交换器在调试阶段就出现过灰渣堵塞现象, 在停用清理的过程中, 沉积的灰渣吸收空气中的水分, 对管子造成严重腐蚀。在 1996 年 8 月~1997 年 5 月的运行中多次因管子泄漏而停炉, 并造成燃气轮机的损伤, 最终拆除了气/气热交换器及清洁煤气预热器, 并改用蒸汽来预热清洁煤气。

已完成了高温煤气净化系统的安装, 但至今尚未进行调试和试运。MDEA 脱硫装置达到了除去煤气中

99%以上的 H_2S 的指标, 由于该装置不去除 COS, 所以总脱硫率约为 95%。

调试阶段, 生成灰渣量较多时, 锁斗、辐射式煤气冷却器底部水室、洗涤器等均发生过不同程度的堵塞。细渣分离系统问题较多, 由于碳转化率比预计的略低, 细渣含量较高, 为减少细渣量, 通过降低水煤浆浓度, 提高 O/C 比, 以保证在较低的气化温度下获得较高的碳转化率。但这样做的结果增加了机组热耗, 并使空分装置一直在满负荷甚至超负荷工况下运行。所以, Tampa 电厂目前不得不稍稍降低运行负荷。目前他们正在寻求能增加细渣分离系统能力的方案。

燃气轮机达到燃用煤气时的最大出力 192 MW。燃气轮机燃料切换过程中有时不很协调, 主要是煤气净化系统和燃气轮机控制系统的协调问题, 尚需进一步改进。

控制系统性能良好, 但要求的技术水平也比预计的高。分散控制系统 (DCS) 与燃气轮机及汽轮机的 Mark V 间的数据联络有些问题。用户希望能更好地在 DCS 上实现燃气轮机和汽机的控制。某些部分的控制逻辑还需改进, 如全厂负荷控制、燃气轮机燃料切换等等。与常规电厂相比, IGCC 的系统整体化程度高, 负荷调节比较困难。负荷调节涉及到煤气和氧气的压力调节, 气化炉、空分站、燃机、汽机的负荷调节等。由于各相关系统的时间常数普遍偏大且互不协调, 因而不可能通过全厂负荷控制系统进行大幅度的负荷调节。

机组性能 在一年的运行中, 气化了 Pittsburgh #8 煤和 Kentucky #11 煤。主要性能见表。

燃用两种煤时的机组性能

	Pittsburgh #8	Kentucky #11
气化煤量 (t 干煤/d)	2012	2120
燃气轮机毛功率 (MW)	190.1	187.9
汽轮机毛功率 (MW)	125.2	124.2
合计毛功率 (MW)	315.3	312.2
电站净功率 (MW)	248.5	247.0
热耗率 (HHV) [kJ/(kW·h)]	9864.8	9970.3
净热效率 (HHV) (%)	36.5	36.11

上述性能是在拆除了气/气热交换器的条件下测定的, 为了防止细粉分离器堵塞并得到耐火砖最长的使用寿命, 试验时水煤浆浓度用得比较低, 同时将气化炉温度控制得尽量低, 因而, 相应的试验热耗率较高。

今后工作 提高可用率, 降低运行成本; 优化各系统及其运行, 改善机组热效率, 使其达到设计热耗率 9073.5 kJ/(kW·h) (HHV); 高温煤气净化系统的投运和不同煤种试验。

(ansugang

碳素钢 (carbon steel) 含碳量少于 1.35% 并含有限量的锰、硅、磷、硫等杂质元素和微量残存元素的铁碳合金。碳素钢中碳含量是决定碳素钢性能和用途的主要因素。碳素钢产量在各国钢产量中均占 80% 左右。火电厂中工作温度不超过 450℃ (有的可达 500℃) 的金属构件广泛使用碳素钢。

碳素钢按化学成分可分为低碳钢、中碳钢、高碳钢; 按钢的品质分为普通碳素钢、优质碳素钢和特殊质量碳素钢; 按用途则分为碳素结构钢和碳素工具钢等。

碳素结构钢 是各国最大量使用的钢种, 有不同的钢号标号方法。中国将其以规定的最低屈服强度值 (MPa) 及质量等级分为 Q195、Q215A 和 B 级, Q235A、B、C、D 级, Q255A 和 B 级, 以及 Q275 等 5 个钢号共 10 个等级。

优质碳素结构钢 硫、磷等含量较碳素结构钢为低, 包括正常含锰量 (0.25%~0.8%) 和较高含锰量 (0.7%~1.2%) 两类。按含碳量和用途分, 含碳小于 0.25% 为低碳钢, 用于焊接件、渗碳零件和冲压件, 如 20G 广泛用于发电设备受热面管子和 20g 用于锅筒制造等。含碳 0.25%~0.60% 为中碳钢, 用于制造机器零件, 如轴、齿轮、轴套等, 含碳 0.60% 左右的钢可用于制造弹簧等。

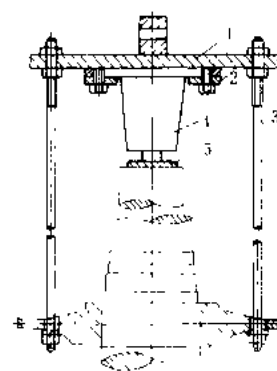
碳素工具钢 含碳为 0.65%~1.35%, 为高碳钢; 属特殊质量碳素钢。经热处理后有高的硬度和耐磨性, 用于制造常温下使用的工具、刃具和量具等。

(aozhuang yelun chazhuang

套装叶轮拆装 (dismantling and reassembling of turbine rotor disc) 套装在轴上的叶轮, 为防止运转中松动, 套装时叶轮和轴之间需有合适的紧度, 一般取过盈量为轴径的 0.008%~0.016%。

汽轮机在检修中当需要拆装叶轮时, 必须按照一定的工艺进行。拆装叶轮时转子一般可竖立放置, 或竖立悬吊放置, 也可横向放置。通常采用竖立放置转子。转子竖立放置, 准备工作比较繁, 但叶轮拆装方便, 易于找正。转子横向放置准备工作简单, 但拆装叶轮很不方便, 也不易找正, 且容易卡涩。

拆卸叶轮 将转子



拆卸叶轮工具

1—加力圆盘; 2—压圈;
3—拉紧螺栓; 4—油压千斤顶; 5—垫

竖立于台架上,依次拆去转子上的其他套装部件,配置如图所示的拆卸叶轮专用工具。千斤顶预加顶力。用石棉布将拆卸叶轮的叶片包好,并把相邻轴段和叶轮盖上,以免被加热。加热叶轮时需从两侧将叶轮均匀而迅速地沿圆周方向进行,自轮缘逐渐移到轮毂处。在加热过程中应使用测温笔或其他方法测量加热温度,使其保持在 $150\sim 200^{\circ}\text{C}$ 之间,防止温度过高将轴加热。当叶轮开始松动后应连续操作千斤顶,使叶轮连续缓慢地移出。同时行车配合起吊,直至将叶轮吊出。

装复叶轮 叶轮拆下经必要的检修后仍需装复,或换装新的叶轮。叶轮装复前,必须做好以下准备工作:①仔细测量叶轮套装处轴的直径及叶轮轮毂的孔径,最后检验叶轮的套装紧力是否正确;②检查销子安置是否正确,做好其在销槽内正确位置的记号;③仔细检查和处理套装表面的刻痕、擦伤和逆刺等,并在其表面擦拭黑铅粉;如果是新叶轮还需检验销槽与轮毂端面的垂直度等。上述准备工作就绪后即可对叶轮进行加热。对叶轮加热的方法有四种:①沸水加热法;②喷灯加热法;③烤把加热法;④综合加热法。综合加热法是先用水加热,然后再用烤把或喷灯加热叶轮至所需的温度。沸水加热温度比较均匀但温度不够高。一般多使用烤把加热法,它加热迅速、效果好,加热温度和均匀性易于控制。根据经验,加热温度一般在 $150\sim 250^{\circ}\text{C}$ 之间,也可用公式 $t=(H+2a)\cdot D\beta$ 计算。式中 t 为加热温度, $^{\circ}\text{C}$; D 为叶轮孔径,mm; β 为叶轮材料膨胀系数,一般近似为 1×10^{-5} ; H 为叶轮在轴上的紧力,mm; a 为半径间隙,小型机组取用 $0.10\sim 0.15$ mm,大型机组取用 $0.25\sim 0.35$ mm。

当叶轮加热到轮毂孔径比套装处轴的直径大 $0.2\sim 0.3$ mm(小型机组)或 $0.5\sim 0.7$ mm(大型机组)时,即将叶轮套装到轴上规定的位置,并用木棒轴向均匀顶住,让其冷却固定。叶轮套装在轴上完全冷却后还要检查确认装上的叶轮与相邻叶轮轮毂间的间隙必须均匀,叶轮的晃度不大于 0.2 mm,销子的间隙符合规定。

二、再生系统

体外再生系统 (external regeneration system)

离子交换混合床运行失效后,将树脂由交换器排出,输送到再生装置内进行阴、阳树脂分离和再生的工艺系统。

凝结水精处理离子交换混床一般采用高流速(达 120m/h)运行方式。因此交换器床层高度与直径之比较小,内部结构力求简化,以减少水的流过阻力。而再生过程则要求树脂与再生剂溶液有足够的接触时间,再生液流速远低于运行流速,且要求流量分布均匀。因

此高速混床宜采用体外再生方式。同时,体外再生系统可有效地进行阴、阳离子交换树脂的彻底分离,防止树脂交叉污染,这是保证混床出水水质的重要条件。此外,体外再生系统还可避免再生酸碱溶液漏入凝结水中的意外事故。

凝结水精处理装置的体外再生系统及树脂分离技术,归纳起来有惰性树脂法、中间混脂抽出法、锥体分离法、高塔分离法、八步再生法等方法。

惰性树脂法 采用比重介于阴树脂和阳树脂之间的惰性树脂(即不带交换基团的白球),使混床树脂在树脂分离兼阳树脂再生罐内反洗分层时,在阴、阳树脂界面之间形成一个中间隔离层,以此改善阴、阳树脂的分离效果,而后将上部阴树脂送到阴树脂再生罐,中间的惰性树脂层连同上下界面的少许阴树脂及阳树脂一起抽出输送到惰性树脂罐。

中间混脂抽出法 即经反洗分层后,将上部阴树脂层从位于阴、阳树脂界面上方一定距离处输出口抽出输送到阴树脂再生罐,然后再将树脂界面下部的阴树脂和阳树脂从位于界面下方的输出口一同输送到混脂罐,留下的阳树脂在树脂分离兼阳树脂再生罐内进行再生。

锥体分离法 该方法的阴、阳树脂反洗分层在一个特殊设计的“锥体分离”罐中进行(见图1)。

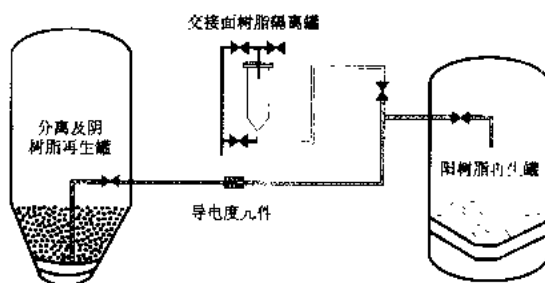


图1 “锥体分离”系统

树脂分层后,将水引入罐的底部,依靠水力将位于罐体下部的阳树脂通过输送管送向阳树脂再生罐,在输送进行过程中,阳树脂和阴树脂的界面沿着罐体平稳地下降,并随锥底的截面不断缩小,最终连交界面的树脂也进入到输送管中。在输送管道中,装有导电度表和光度计,以感知阳树脂的输送终点。

高塔分离法 该法采用专门设置的分离塔(见图2)

分离塔具有下列优点:①反洗时有均匀的柱状流动;②反洗、沉降及输送树脂时,将内部扰动减到最小(因为分离塔内没有会引起扰动的中间集管装置);③将分离塔的横截面尽可能地减少,以优化塔的高度与直径的比例,使树脂交叉污染区容积减到最小;④由于

对凝结水精除盐系统中的体外再生装置,可两台机组合用一套。体外再生装置组成的型式及对离子交换树脂分离的要求,宜根据混合离子交换器运行方式确定。

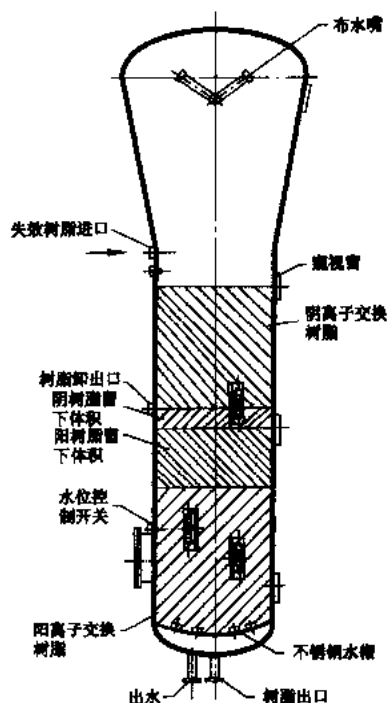


图 2 “高塔分离”法分离塔示意图

八步再生法 其具体再生步骤为：

(1) 在阴再生塔/树脂分离塔中接受失效混床的阳、阴树脂(输送完毕后,混床内树脂的残余率可小于0.1%)。

(2) 将储存在阳再生塔/树脂储存塔中已再生好的阳、阴混合树脂输送至上述混床。

(3) 在阴再生塔/树脂分离塔中将失效的阳、阴混合树脂进行空气擦洗、洗涤和水力分层。

(4)阳树脂从阴再生塔/树脂分离塔底部送至阳再生塔/树脂储存塔,直到阴、阳树脂界面为止(用树脂探头检测)。

(5) 阴、阳树脂分别在阴再生塔和阳再生塔中再生,且阴树脂按需要可在阴再生塔中再进行“浮选”,以使阴树脂中的阳树脂交叉污染率小于 0.1%。

(6) 阴树脂在阴再生塔中进行沉降之后, 阴、阳树脂分别在各自再生塔中被进行清洗。

(7)再生好的阴树脂被输送至阳再生塔,少量的阴树脂留在阴再生塔内底部的阳树脂上面。

(8) 阴、阳树脂在阳再生塔/树脂储存塔中经空气混合后用水正洗,正洗合格后的阴、阳混合树脂被储存在树脂储存塔中作备用;阳树脂输送管路中的树脂被反冲至树脂分离塔内。

tigranshui

天然水 (natural water) 存在于自然界未经人工处理的水。天然水的化学特性由溶解和分散在水中的气体、离子、分子、胶体物质、有机物和悬浮物的性质及其含量决定。在中国,火力发电厂使用的天然水,在淮河流域和秦岭以南多为地表水,淮河流域和秦岭以北多为地下水。天然水的化学特性与大气降水密切相关,中国的降水量地区分布很不均匀,总的规律是从东南沿海到西北内陆逐渐减少,导致天然水含盐量随之逐渐增大,西北内陆水资源短缺。此外,随着工农业的发展,水资源的不断开发利用和环境污染的影响,天然水水质逐年变坏,不仅增大了火力发电厂水处理的难度,还增加了建设投资和运行费用。

地表水 主要是河(江)水、湖泊水、水库水和海水。

河水溶解的物质除气体外,主要有钙、镁、钠的重碳酸盐、硫酸盐、氯化物和少量硅酸等。河水含盐量以矿化度表示可概括为四级:①小于200 mg/L为弱矿化;②200~500 mg/L为中矿化;③500~1000 mg/L为强矿化;④大于1000 mg/L为高矿化。中国的河水多为重碳酸盐为主的中矿化和弱矿化水,西北内陆和内蒙古自治区等地区也有强矿化和高矿化水。随着河水含盐量的增加,河水的化学成分组成发生变化:①硬度·碱度比值增大,从只有碳酸盐硬度的水转变为也有非碳酸盐硬度,有的非碳酸盐硬度大于碳酸盐硬度。② Na^+/Σ 阳离子比值增大,重碳酸根/ Σ 阴离子比值减小,从以重碳酸盐为主的水转变为以硫酸盐和氯化物为主的水。河水因来源,水文气候因素,流域的岩石、土壤、植被条件和人类活动等的差别,不仅使溶解物质的类别和含量发生各种变化,还会使河水中存在较多悬浮物、有机物和对生物有害物质。由于河水不断更新并与河床沉积物作用的时间短,其含盐量一般较湖泊水和地下水低。

湖泊水溶解的主要化学成分与河水相似。但在下旱或半干旱地区，不仅换流缓慢而且蒸发量超过注入量，化学成分不断聚集而达到相当高的含盐量，使淡水湖变成咸水湖。在中国，长江下游的湖泊均属淡水湖，青藏高原的湖泊多为咸水湖。咸水湖水化学成分与淡水湖水相比有很大差异，而且相当复杂，不同环境条件下的特征各不相同。有的是以重碳酸钠和碳酸钠为主，有的是以硫酸钠和氯化钠为主。湖泊本身的形态、

大小和湖泊内生物的活动过程,以及湖泊缓慢的水交替使化学成分在垂向上分布不均等,都会影响到湖泊水质,这些都是不同于河水的特征。水库是人工湖泊,它的水化学特征与湖泊比较相近。

海水 溶解组分含量约35 g/L,是一种中等浓度的电解质水溶液。其中钠和氯离子约30 g/L,镁和硫酸根约4 g/L,钙、钾和重碳酸根等含量甚少。此外,还含有悬浮物、有机物和气体等。

地下水 存在于地表以下岩石的孔隙、裂缝和洞穴中的水。其溶解的主要化学成分与河水近似,但悬浮物、有机物和溶解氧少,二氧化碳溶解较多。中国的地下水多为重碳酸盐为主的水,含盐量较地表水高,强酸阴离子含量较多,按地表水矿化度分级,中矿化水最多,强矿化和高矿化水的比例较地表水大得多。随着地下水含盐量的增加,一般情况下,其化学成分组成的变化规律与地表水相近。但当含盐量高达1000 mg/L左右时出现两种情况,一是硬度/碱度比值很大(如6左右);另一种是硬度/碱度比值很小(如小于0.2)。影响地下水水质的主要因素有:水文气候,补给来源,土壤、岩石的成分和渗透性,埋藏深度;一般地区差异甚大。

中国的天然水用作火电厂高参数大机组锅炉补给水的水处理特征可概括为:①地表水:大部分水的悬浮物大于50 mg/L(有些在1000 mg/L以上),化学耗氧量较大,为此,在预处理中必须有混凝澄清过程;大部分水的含盐量小于500 mg/L,适于采用离子交换法除盐;大部分水的碳酸盐硬度/ Σ 阳离子比值大于0.5,适于选用弱酸阳离子交换树脂;少部分水的强酸阴离子大于1~3 mmol/L,弱碱阴离子交换树脂的应用范围较小。②地下水:所含悬浮物甚少,只需过滤处理;大部分水的含盐量小于500 mg/L,也适于采用离子交换法除盐;大部分水的碳酸盐硬度/ Σ 阳离子比值大于0.5,也适于选用弱酸阳离子交换树脂;大部分水的强酸阴离子大于1~3 mmol/L,弱碱阴离子交换树脂应用范围较广。③采用强矿化和高矿化天然水的火电厂日益增多,因此,采用膜技术预除盐也将随之不断增多。

linoleng yunxing

调峰运行 (peak and cyclic load operation)

机组承担电网调峰任务的特殊运行方式。所谓调峰是指承担电网负荷曲线中最低负荷到最高负荷之间的负荷调节任务。这部分又可按平均负荷线分为尖峰负荷与中间负荷两部分。电网尖峰负荷通常应由坝库式水电机组、抽水蓄能机组、燃气轮机组、柴油发电机组和中小型火电机组承担,它们具有起停迅速,运行灵活

性大等特点。专用于带尖峰负荷的机组,每年起停次数达300次以上。电网中间负荷主要由大中型容量火电机组承担,但由于电网负荷峰—谷差逐渐增大,同时又普遍缺少带尖峰负荷的机组,所以一般电网的尖峰负荷和中间负荷多要求火电机组承担。即要求大型火电机组应具备调峰能力,承担调峰负荷。

火电机组调峰常采用两班制运行、夜间低负荷运行和周末停运等运行方式。

两班制运行 机组白天运行,夜间低谷时停运8~10h,清晨热态启动。采用两班制调峰运行方式的机组首先应具备三个条件:①机组起停损失小,机组停运较低负荷运行经济;②机组起停迅速,能够保证在停运8h内顺利启动;③机组具有一定自动化程度,运行人员起停操作工作量不过于繁重。

两班制运行,机组频繁起停,将引起机组部件低周疲劳损伤,为了控制这种损伤在最低程度,最重要的是尽可能地维持机组在运行、停机、启动、恢复运行全过程中温度变化量最小,以及蒸汽温度与金属温度有较好的匹配。两班制运行的关键是第二天清晨热态启动时,锅炉要能较快地升温升压,以适应汽轮机金属温度的要求。为了使锅炉的蒸汽温度较快上升,一般可投用上排燃烧器,使炉膛出口烟温达到较高水平。直流锅炉与锅筒式锅炉相比较,在启动时容易较快的得到高温蒸汽,但是配外置式启动分离器的直流锅炉从启动开始到切换至正常系统为止,需要连续排汽,锅筒式锅炉在并网后即可停止排汽,因此直流锅炉的起停损失比较大。由于锅炉升压一般比较容易,为了避免启动过程中为控制压力而排汽,在停机过程中锅炉可适当进行降压。

在实际启动操作中,初期锅炉蒸汽温度往往达不到应有水平,而造成蒸汽温度低于汽缸、转子金属温度,部件表面被冷却,产生拉伸应力。以后随着蒸汽温度的上升,当蒸汽温度高于金属温度时,金属表面首先被加热又产生压缩应力,这种交变应力对设备是非常不利的,通常规定两班制运行热态起停,设备低周疲劳损伤指数应控制在0.02%以下。经验认为蒸汽温度低于金属温度在80℃以内,可以不考虑疲劳损伤。

夜间低负荷运行 机组白天基本上带高负荷运行,深夜负荷低谷时降低负荷运行。对于采用这种调峰运行方式的机组应具有负荷快速变化(每分钟5%~10%额定负荷)的适应能力,低负荷运行稳定性好,并能保持较高的热效率。

不同类型机组,允许的最低负荷也不同,一般取决于锅炉。锅炉最低稳定运行负荷,主要决定于锅炉型式、使用的燃料和辅机性能(见锅炉最低稳燃负荷)。汽轮机一般可以带20%~30%额定负荷稳定运行。但在

低负荷运行时要加强对机组振动、胀差、排汽缸温度的监视。对于采用低负荷运行调峰方式的汽轮机主要考虑的问题是低负荷运行热效率降低和频繁快速增减负荷引起汽缸、转子低周疲劳损伤。汽轮机变压运行,各级蒸汽温度随负荷变化很小,同样的低周疲劳损伤指标,可允许有较快的增减负荷速度。另外对于配有变速给水泵的机组,在低负荷运行时具有较好的净热效率,通常与定压运行比较,运行效率可改善2%~3%。因此带中间负荷的调峰机组都设计成变压运行方式,目前采用较广的一种称为定-滑-定复合变压运行方式(见变压运行),这种负荷调节方式,在整个负荷范围,保持了较高的运行效率和较好的负荷适应性。

有些母管制中小机组,在夜间负荷低谷时,采用少蒸汽无负荷运行方式。这时机组仍并于电网,汽轮机通入少量蒸汽进行冷却,发电机转为电动机方式运行,带无功负荷,故也称为调相运行。而当负荷升高时机组能很快转为正常运行方式,接带负荷。

周末停运 电网负荷一般在周末时比较低,为此要求机组周末停运,周一启动。这类机组应具有较好的启动特性和较高的运行经济性。

存在问题 电网中有些大型火电机组,过去是按承担基本负荷设计的,主要采用喷嘴调节定压运行,负荷适应性较差,加上锅炉燃煤煤种多变,旁路容量不足或不能正常使用,给降低负荷承担调峰任务带来一定困难。相当多的燃煤锅炉最低稳燃负荷仅为70%~80%额定值,调峰能力很差。不少机组自动化程度不高,热态启动性能不好,很难实现两班制运行。为此,电网应根据地区负荷发展具体情况,研究网内机组承担调峰的运行方式、调峰幅度和进一步提高调峰能力的改造措施。除充分发挥火电机组的调峰能力外,电网还须考虑其他调峰手段,如建抽水蓄能机组,充分利用水电厂的调峰能力,增设燃气轮机组等,以求电力、电量、和调峰的全面平衡。

1100100

调节阀 (control valve) 安装在流体管道中用来改变流体的流量以控制被调量的器件。在自动控制系统中,调节阀由执行机构驱动,是系统中的终端元件。

调节阀的流量特性 阀杆的行程(直线位移或角位移)与通过阀的流体流量之间的关系,常采用它们最大值的百分数来表示。必须注意理想流量特性和工作流量特性的差异。

理想流量特性 假定流体没有黏性且不可压缩,当阀的进出口压差不变时的流量特性。几个典型的理想流量特性如图所示:其中快开型特性在小开度时流

量变化率很大,随着开度的增加,流量很快就接近最大值,这类调节阀适用于流量的双位置(开-断)控制;直线型的相对流量正比于阀杆的相对位移,即在整个行程范围内具有相

同的增益(流量随行程变化的变化率);等百分比型(也称对数型)的增益与流量成正比,即在小流量时,流量的变化率小,而在大流量时流量的变化率大。理想流量特性取决于调节阀的结构特性(即阀杆行程与阀门流通截面积之间的关系)。

工作流量特性

在实际工作条件下的流量特性。调节阀总是与管道串联(和/或并联)而工作的,阀的进出口压差将随流量的改变而

改变,而且管道系统的总压差一般也不是常数,此外,流体的黏性和压缩性有时不可忽略,因此,调节阀的工作流量特性不同于它的理想流量特性。

调节阀与管道串联工作时,阀的工作流量特性与理想流量特性的主要差别是在流量较小时流量变化率 $\frac{dq}{d\mu}$ 变快,而在流量较大时流量变化率 $\frac{dq}{d\mu}$ 变慢,因此,直

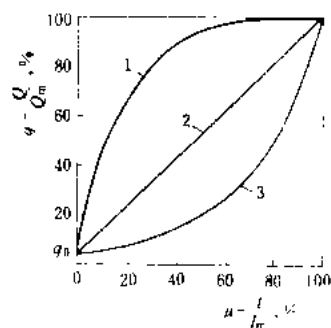
线型调节阀的工作流量特性趋近于快开型;等百分比型调节阀的工作流量特性的部分区域接近于直线型。

当有管道与调节阀并联时,将使调节阀调节流量的范围减小,也减小了阀的增益。

调节阀的选择 调节阀的选择除了考虑强度、密封和耐用等方面外,还必须正确选择它的结构形式、流量特性和阀门尺寸等,其中特别应注意流量特性是否符合调节要求。

调节阀与气动薄膜执行机构配套使用时,有气开式和气关式两种,应根据生产安全要求来选用,如气源中断时,调节阀处于全开位置较为安全时,则选用气关式,反之选用气开式。

调节阀应该在较大的行程范围内有效地改变流量,因此,当调节阀全开时阀进出口压差与管道总压差



调节阀的典型理想流量特性

1—快开型; 2—直线型; $q = c\mu +$

q_0 ; $\frac{dq}{d\mu} = c$; 3—等百分比型,

$$q = q_0 e^{k\mu}, \quad \frac{dq}{d\mu} = kq$$

以上各式中 $\mu = \frac{l}{l_m}$ 阀杆的相对行程; 其中 l —阀杆行程, l_m —阀杆的最大行程(对应于阀的最大开度); $q = \frac{Q}{Q_m}$ —相对流量, 其中 Q —阀杆行程为 l 时的流量; Q_m —阀杆行程为 l_m 时的流量; q_0 —可调节的最小(相对)流量; c, k —常数; e —自然对数的底(2.718)

之比, ≥ 0.3 时, 可以采用直线型 (也可采用等百分比型); 而当 ≤ 0.3 时, 宜采用等百分比型。

调节阀的尺寸应根据生产过程要求的流量适当选择。调节阀在工作条件下最大开度的流量应略大于生产过程所需的最大流量, 而最小开度时的流量应小于生产过程的最小流量。

此外, 调节阀在易于发生气蚀和闪蒸的条件下工作时, 在设计阀门时应考虑相应的措施; 流体流经调节阀的噪声应尽可能设法降低, 调节阀全关时的泄漏量应限制在允许范围内。

参考书目

[美] 哈奇森主编, 美国仪表学会调节阀手册, 林秋鸿等译, 北京: 化学工业出版社, 1984

Thermal calculation of

调节级的热力计算 (thermal calculation of governing stage)

确定调节级通流部分尺寸、叶片型线和配汽机构等, 同时计算调节级性能和变工况性能的方法。通常, 调节级是指运行时可以调节静叶栅通流面积的级, 用于电站汽轮机的首级和热电联产汽轮机的首级或中压、低压调整抽汽的某一中间级。调节级有单列和双列之分, 单列调节级的级等熵焓降 h_s 70~100 kJ/kg, 速比 $x_s=0.35\sim 0.44$; 双列调节级 $h_s=250\sim 500$ kJ/kg, $x_s=0.22\sim 0.28$ 。调节级的反动度 $\Omega=0.05\sim 0.2$, 较小。

喷嘴调节是将调节级的喷嘴分为几组, 每组各由一只调节阀控制, 通过依次启闭这些调节阀来调节进汽量。图 1 (a) 为 1 台有 4 只调节阀的汽轮机进汽室的横剖面图。当打开 1 只或 2 只阀时, 汽轮机发出的功率低于额定功率; 当 3 只阀全开足时, 通过总汽量 G_0 可以使汽轮机发出额定功率; 当新汽参数降低或背压升高时, 4 只阀全开, 以保证汽轮机仍能发出额定功率。图 1 (b) 为喷嘴调节的工作曲线。压力 p_1 线表示调节级后蒸汽压力随汽轮机流量 (即功率) 而变化的情况。 p_1 、 p_1 、 p_1 和 p_1 各曲线表示各调节阀由关闭到开足时各组喷嘴前的压力随进汽量而变化的情况。采用这种调节方式时, 通常至多只有最后开启的一只阀的节流较大。因此, 这种方式在部分负荷时的节流损失比采用节流调节小得多。这种调节方式的缺点是当第一只调节阀全开时, 调节级前后的压差很大, 而且是部分进汽, 这对调节级叶片的强度振动特性极为不利。

调节级的热力计算包括调节级的通用特性计算、配汽计算和调节级性能计算。

调节级通用特性计算 主要计算级的压比 ϵ 、级轮周效率 η_u 、反动度 Ω 和特征流量比 μ 之间的关系。调节级通用特性的计算原理是在调节阀全开时, 给定喷嘴后的

压力, 求出喷嘴组的流量, 然后按照连续性方程, 求出动叶、导叶和第 2 列动叶后的参数, 进而求出级压比 ϵ 、反

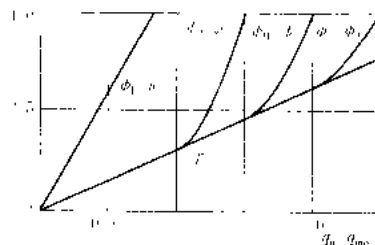
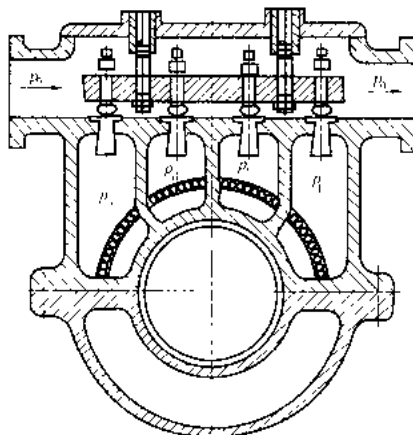


图 1 喷嘴调节结构和工作曲线

反动度 Ω 及特征流量比 μ 。但当喷嘴后压力降到一定值后, 动叶出口汽流速度达到临界值, 此后, 超声速汽流

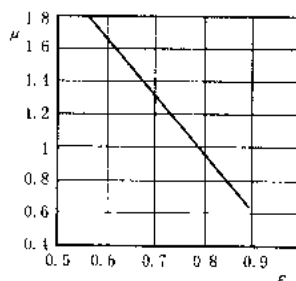


图 2 μ 随级压比 ϵ 变化曲线

不会影响到上游的参数, 故动叶后压力继续降低时, 喷嘴后压力及各状态参数维持不变, 对于导叶和第 2 列动叶也同样处理。

计算得到调节级的通用特征线 $\mu=f_1(\epsilon)$ (图 2), $\Omega=f_2(\epsilon)$ (图 3), $\eta_u=f_3(x_s)$ (图 4)。

在提板配汽计算时, 给出各阀相继开启时的压损值, 即第一阀开启后,

当其阀前后压差与阀前压力之比达到某一个值时第二阀开始开启, 由此确定阀门的重叠度及修正阀门特性线, 使其获得相应的线性关系; 在凸轮配汽计算时, 将凸轮转角与升程的关系作为输入数据。

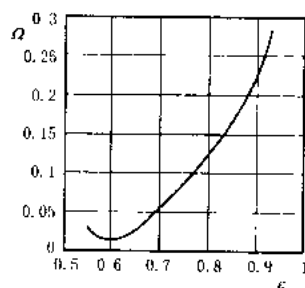


图 3 反动度 Ω 随级压比 ϵ 变化曲线

配汽计算 通过阀门的流量必须通过相应的喷嘴组, 调节级后压力与流量之间必须满足 Frügel 公式。在计算时, 给定阀门升程, 求出其相对升程, 阀前压力已知, 假定调节级后压力, 然后给定一个阀后压力, 根据阀门的类型及阀门特性曲线, 求出通过阀门的流量。该流量应通过相应的喷嘴组, 由调节级特性曲线及给定的级后压力与阀门流量, 反求出喷嘴

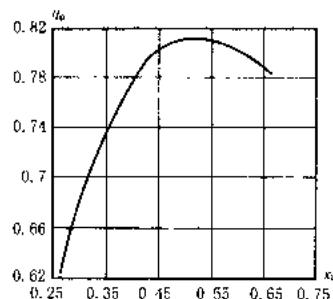


图4 轮周效率 η_0 随速度比 x_0 变化曲线

前的压力, 计算出的喷嘴前压力与前面给定的阀后压力之差应满足精度要求; 若不满足, 则修正阀后压力, 重新进行计算直到满足精度要求为止; 依次求出各阀的流量, 各阀流量之和即为通过压力级组的流量。对压力级组, 按 Frügel 公式求出调节级后压力, 此计算值与前面给定值进行比较, 两者之差应满足精度要求, 如不满足, 则修正级后压力, 重新计算各阀的流量, 进行迭代计算直到满足精度要求为止; 依次求出各点值, 可得到阀门配汽的计算结果。然后, 根据配汽及阀门形式计算各阀的提升力及提升力的合力, 求出提升力与升程的关系。

调节级性能计算 在求得各种配汽条件下各股汽流的阀后参数及级后压力之后, 可求各股汽流的轮周功和排汽焓, 然后计算各项附加损失, 包括弧端损失、斥汽损失、摩擦鼓风损失等, 得到调节级的内功率, 求出各股汽流的混合焓及级内效率。

调节级的热力计算是整台汽轮机热力计算的一个组成部分, 计算调节级的变工况性能, 便于制造厂全面、合理地设计汽轮机设计工况和变工况下的性能, 指导用户运行, 提高机组的安全性和经济性。

hoojie lexing

调节特性 (governing characteristics)

汽轮机调节系统的性能, 汽轮机调节系统由调速器、传动放大机构、配汽机构组成, 综合这些机构的特性即成为汽轮机调节系统的调节特性。调节特性有静态和动态特性两种。

静态特性 表征汽轮机调节系统处在平衡状态下的特性, 一般用四象限图 (图1) 描述。汽轮机稳定运行, 在调节系统的作用下, 转速变化与输出功率变化有一定的对应关系, 描绘这种对应关系的曲线称为静态特性曲线。由调速器特性、传动机构特性和配汽机构特性组成, 分别绘制在调节系统四象限图中的 2、3、4 象

限中, 经过坐标投影, 在第一象限获得调节系统静态特性曲线。对静态特性曲线的要求是连续、平滑、向下倾斜和不允许有水平段。为便于机组并网和带稳定负荷, 在 10% 以下和 90% 以上额定负荷范围内的特性曲线可以陡一些。转速不等率、迟缓率等是调节系统静态特性的主要指标。

转速不等率 表征随着转速的降低而功率增加的可调倾斜特性, 用 δ 表示。调节系统给定值不变, 机组功率由零至额定值对应的转速变化 ($n_1 - n_2$), 以额定转速 (n_0) 的百分率表示, 即转速不等率 $\delta = [(n_1 - n_2) / n_0] \times 100\%$ 。一般要求转速不等率为 3% ~ 6%。 δ 过小, 机组功率变化比率大, 运行稳定性差, 但机组参与电网的一次调频能力强; δ 过大, 则在机组甩负荷时转速升高, 易使危急保安器动作, 但机组功率变化比率小, 运行稳定性好。

局部转速不等率 δ_l 在给定的稳态转速和功率下, 稳态转速相对于功率的变化率, 即调节系统特性曲线上在给定功率处的斜率。在某一给定功率下转速变化 Δn 引起的功率变化 ΔP , 用额定转速 n_0 和额定功率 P_0 的百分率表示, 即局部转速不等率 $\delta_l = (\Delta n / \Delta P) (P_0 / n_0) \times 100\%$ 。要求最小值应不小于总的转速不等率 δ 的 0.4 倍, 在 0 ~ 10% 额定功率范围内最大局部转速不等率无一定限制, 在 90% ~ 100% 额定功率范围内平均局部转速不等率不应超过总的转速不等率 δ 的 1/3 倍 (除最末一个调节门外)。

迟缓率 表征静态特性曲线上行和下行的不重合性, 用 ϵ 表示。由于调速器、传动放大机构和配汽机构等各部件存在有摩擦、间隙等原因, 使输入信号与输出信号之间存在迟缓现象。这种迟缓现象作用于调节系统, 使在一定转速变化 Δn 范围内, 将不会改变机组的功率。这种功率不变的转速变化范围 Δn , 以额定转速 n_0 的百分率表示, 即迟缓率 $\epsilon = (\Delta n / n_0) \times 100\%$ 。一般要求中小型机组不得大于 0.5% ~ 0.2%, 大机组不得大于 0.1%, 对于采用电液型调节系统的大机组应小于 0.06%。迟缓率的存在使得静态特性曲线呈一带状。

迟缓率过大会使机组并网困难或引起调节系统摆动, 故应尽量降低迟缓率。

动态特性 表征调节系统在运动过程中的特性。即调节系统从一个稳定状态过渡到另一稳定状态的过

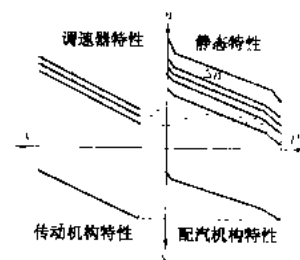


图1 调节系统四象限图
P—机组功率; n—汽轮机转速;
x—调速器输出位移或压力;
S—油动机输出位移



渡过程的特征。一般把汽轮机突然甩去满负荷后的转速飞升状态,表征为汽轮机调节系统的动态特性。对汽轮发电机组而言,其转子运动方程为 $J(d\omega/dt) = M_e - M_g$, 式中 J 为转子转动惯量。当汽轮发电机组突然甩额定负荷后发电机转矩 $M_g = 0$, 汽轮机瞬间以额定转矩 M_{T0} 使转子加速(图2), 在此过程中动态超调量、稳定性是调节系统动态特性的主要指标。

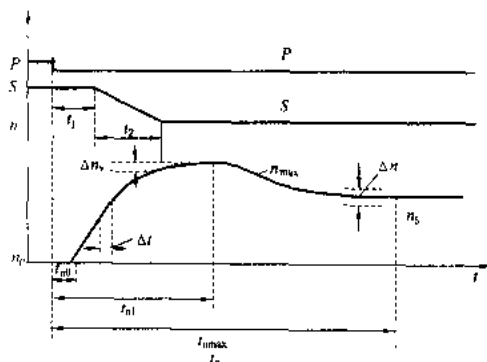


图2 调节系统动态特性曲线
n—转速; S—油动机位移; t—时间

动态超调量 机组甩额定负荷后的转速瞬时最高飞升值 $(n_{max} - n_0)$, 以额定转速 n_0 的百分率表示, 则动态超调量 $\varphi = [(n_{max} - n_0) / n_0] \times 100\%$ 。要求甩负荷瞬时最高转速 n_{max} 不得使危急保安器动作。

稳定性 调节系统动态过程应能迅速稳定, 理想状态为非周期过程, 实际多为周期性衰减过程, 振荡次数不应超过 2~3 次, 当转速波动的幅值小于 $(\delta n_0 / 20)$ 时, 其所经历的时间为系统稳定时间。机组在电网中并列运行时, 由调节系统引起的功率波动 ΔP , 不应超过 $(1.1\epsilon / \delta) P_0$ 。机组在孤立电网单机运行时, 由调节系统引起的转速波动 Δn , 不应超过 $1.1\epsilon n_0$ 。

Heat treatment

调质 (quenching and tempering) 调整钢综合力学性能的一种热处理工艺, 即淬火后又高温回火的双重热处理。是结构钢主要的热处理工艺之一, 如对汽轮机主轴、叶轮等, 调质后的钢可获得均匀分布的粒状回火索氏体组织, 与冷却获得的片状索氏体组织比较, 在相同硬度的前提下, 具有更高的抗拉强度、屈服强度和冲击韧性的配合。调质后的结构件, 一般硬度是 HB200~350, 切削加工比较容易, 因此, 调质后的制件比较容易保证加工精度。为达到制件调质目的, 必须根据毛坯的厚度选择好相应淬透性的钢材, 确保心部能获得 50% 以上的马氏体。否则, 随心部片层状组织的增加, 会使调质效果下降。

• 710 •

Heat resistant steel

铁素体耐热钢 (ferritic heat resistant steel)

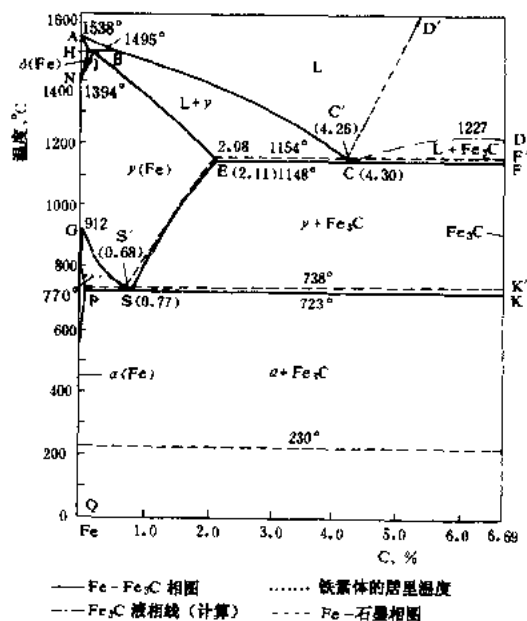
在常温下呈铁素体组织且在高温下不发生奥氏体转变的耐热钢, 是耐热钢按组织分类的名称。这类钢常含有较多的铁素体形成元素, 如铬、硅、铝等, 含铬量一般在 13%~27% 之间。此类钢具有良好的抗氧化及含硫气氛中的耐腐蚀性能, 但脆性大, 冷加工与焊接性较差。在火电厂中用于工作温度低于 800~1100℃ 的低荷载并且不受冲击力的构件, 如 Cr25Ti 用于锅炉吹灰器等。

Iron-carbon equilibrium diagram

铁碳平衡图 (iron-carbon equilibrium diagram)

用以温度为纵坐标、碳含量为横坐标的图解的方法表示接近平衡条件 (Fe-C) 下和亚稳条件 (Fe-Fe₃C) 下以铁碳为组元组成的合金在不同温度下所显示的相 (均一组态和性质的聚集体) 和相之间的平衡关系的图, 也称铁碳相图。电厂中绝大部分金属材料都是以铁和碳为基本组元的复杂合金。铁碳平衡图是研究铁碳合金的基本工具, 应用铁碳平衡图的基本知识, 可以确定各种成分铁碳合金的组织、性能与温度的关系, 也是研究钢铁的成分、组织和性能关系的基础和制定各种热加工工艺的依据。

铁碳平衡图分成以 Fe-Fe₃C 为组元的亚稳态平衡图与 Fe-C (石墨) 为组元的稳定态平衡图。若把两种图示绘在一起, 称双线铁碳平衡图 (见图)。



铁碳平衡图

Fe-Fe₃C 平衡图 钢铁在常温下由铁素体与渗碳



体两种基本相组成。含碳量不同,其铁素体与渗碳体相对量也不同,可对钢铁性能产生明显的影响。高温态有液相、高温 δ 铁素体、奥氏体等基本相。在铁碳平衡图中,有单相区、双相区、液相线、固相线,并由三个基本的转变(即包晶、共晶、共析转变等)组成。图上各点的符号都是固定的,并有相应的碳含量和温度值。

单相区 有液相区,在ABCD线以上。高温 δ 固溶体,又称高温铁素体(简称 δ),在AHNA范围内。奥氏体相区(简称 γ 或A区)在NJESGN范围内存在。铁素体区(简称 α 或F)在GPQ以左,渗碳体区(Fe_3C)实际上是含碳6.69%的一根垂直线。

相转变 图中以三条水平线表示三个基本的相转变,分别为包晶转变(HJB线,1495℃)、共晶转变(ECF线,1148℃)、共析转变(PSK线,723℃)。ABCD线(称液相线)开始发生液相(L)到固相转变,至HJECF线(固相线)结束。在HJB线上发生包晶转变(一个液相加一个固相转变成一个新的固相),即当在J点成分与温度(1495℃,0.16% C)时,有 $\text{L}+\delta\rightleftharpoons\text{A}$ 反应。从B到E的含碳量的L+A相区内发生液态到固态转变,从液态析出奥氏体,最后以单一的奥氏体结束。在ECD线上发生共晶转变(一个液相同时转变为两个固相),即 $\text{L}\rightleftharpoons\text{A}+\text{Fe}_3\text{C}$ 。在C点成分与温度(1148℃,4.3% C)下,共晶反应产生,其组织称莱氏体。在PSK线上发生共析转变(一个固相同时析出两个固相) $\text{A}\rightleftharpoons\text{F}+\text{Fe}_3\text{C}$ 。即在S点成分与温度(723℃,0.8% C)下形成共析反应的组织,称珠光体。当铁素体与渗碳体片层相间时,称片状珠光体。若以铁素体为基、球状渗碳体分布其中,称球状珠光体。CD线属于金属液体对渗碳体的饱和线,线下液体过饱和析出渗碳体,称一次渗碳体。ES线属奥氏体对渗碳体的饱和线,线下发生奥氏体过饱和析出渗碳体,称二次渗碳体。PQ线属铁素体对渗碳体的饱和线,线下铁素体过饱和析出渗碳体称三次渗碳体。GS线属奥氏体对铁素体的饱和线,线下发生奥氏体过饱和析出铁素体。

钢与铁 在铁碳平衡图上,碳含量在E点(2.11% C)以下的铁碳合金称钢。E点到D点碳含量的铁碳合金,称白口铸铁。相应的白口铸铁,以C点(4.3% C)成分为界,以下称亚共晶白口铸铁,以上称过共晶白口铸铁,C点成分称共晶白口铸铁。以共析成分(0.8% C)为界,碳含量低于S点(0.8% C)的称亚共析钢,高于S点的称过共析钢,在S点的称共析钢。纯铁分技术纯铁和工业纯铁,工业纯铁实际上含铁量为99.8%~99.9%,其中杂质元素0.1%~0.2%,这些杂质元素包括C、Si、Mn、S、P等。

磁性转变 铁素体在770℃,渗碳体在230℃。在此温度以上为顺磁性,即无磁;在此温度以下为铁磁性,即有磁性。转变发生的温度又称居里点。

Fe-C平衡图 与Fe-Fe₃C相图比较,各项基本转变相同,仅有的差别是析出石墨代替原来的渗碳体,如共晶产物是奥氏体+石墨,共析产物是铁素体+石墨,一次、二次、三次渗碳体的析出就相应变为石墨的析出。渗碳体和石墨是性质完全不同的两种相,渗碳体硬而脆,石墨是软而松,在钢铁中石墨的存在可以理解成孔洞的存在。石墨的数量与含碳量有关。石墨的形状有片状、絮状、球状、蠕虫状等,可根据需要用不同的工艺生成不同形状的石墨。其中球状石墨应力集中最小,工业中有广泛应用,如球墨铸铁。

双线铁碳平衡图 两种状态的平衡图绘在一起表示相、成分与温度的关系。实际状态并非单一的亚稳态或稳定态,往往是两种状态并存,如渗碳体和石墨的共存,在铸铁中如麻口铸铁的组织有珠光体+莱氏体+石墨,以及大部分铸铁都以铁素体+珠光体+石墨或珠光体+石墨状态存在等。在火电厂20号钢中温中压主蒸汽管道长期运行后,其中亚稳态的片状珠光体中的渗碳体分解,成点球状的石墨析出,就是一个亚稳态向稳定态组织转变的例子。

tongbu fadianji

同步发电机 (synchronous generator) 由原动机带动以直流励磁的磁极转子旋转,使静止部分的定子绕组感应出交流电动势从而输出电力的交流电机。它是利用电磁感应原理,使机械能转变为电能的旋转机械。它输出的电流频率与转速之比为恒定值,与其他同步发电机并联发电时,频率必须相等,也就是必须同步旋转。

发展简史 同步发电机最初是单相的,在19世纪80年代初应用于电力照明;19世纪80年代末三相异步电动机发明后,同步发电机也改为三相。早期的同步发电机由蒸汽机、柴油机、水轮机或汽轮机驱动,容量都不大,随后透平发电机和水轮发电机的单机容量增长很快,在电力工业中得到日益广泛的应用。

类型 同步发电机按驱动发电机的原动机来分,有透平发电机、水轮发电机、柴油发电机等。按转子结构特点分,则有凸极式发电机和隐极式发电机两种基本类型。由于凸极式的磁极结构简单,中小型同步发电机多数采用凸极式转子。水轮发电机的转速比较低,一般只有每分钟几十转至几百转,极数很多,因此水轮发电机的转子也都采用凸极式结构。透平发电机因为转速较高,如采用凸极式磁极,其离心力太大,于是改变结构形式,把励磁绕组嵌在圆柱体转子表面的线槽里,

这就是所谓隐极式（见透平发电机）。

工作原理 不论是由哪种原动机驱动，不论转子是凸极式还是隐极式的，同步发电机的工作原理都是相同的。水轮发电机的励磁绕组套在凸形磁极的铁芯上，通入直流电流后，产生励磁磁场。当水轮机带动发电机转子旋转时，跟透平发电机一样，水轮发电机定子绕组内感应出交流电动势，向负载输出电流做功（见透平发电机）。



凸极式水轮发电机转子^[1]

工作特性 正常带对称负载运行时，凸极式同步发电机的工作特性可以采用基本上与隐极式发电机相同的方法分析和计算（见透平发电机特性曲线）。但由于凸极与定子间气隙不均匀，凸极式同步发电机的电枢反应磁动势穿过气隙的磁通也就不均匀，因此凸极式同步发电机的电抗在直轴（磁极中心轴线）和交轴（两磁极间的中分线）有不同数值（见透平发电机电抗）。由于凸极式同步发电机的直轴与交轴的磁阻不相等，电枢反应的旋转磁场对不加励磁的磁极直轴施加吸力而产生附加的电磁力矩，因此凸极式同步发电机的功角特性与隐极式的稍有不同（见透平发电机特性曲线、电磁功率），即前者的电磁功率比后者的多了一项附加分量 $P_{\text{em2}} = \frac{mU^2}{2} \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] \sin 2\theta$ 。式中 m 为相数； U 为每相电枢电压； x_q 、 x_d 分别为交轴、直轴同步电抗； θ 为功率角。

带不对称负载运行时，电枢负序电流产生的负序旋转（反转）磁场（见旋转磁动势）在转子绕组和转子

表面感应出两倍额定频率的电流。凸极式转子散热条件比较好，负序磁场引起转子过热的影响相对小些（见负序电流承载能力）。凸极式转子比较容易在极面嵌装阻尼绕组，可削弱电枢负序磁场引起的双频振动，并且可提高发电机的动态稳定性。

tongbu hu lu

同步回路（synchronization circuit） 发电机与电力系统或两个电力系统之间进行并列操作的二次回路。

同步方式有准同步和自同步两种。准同步是发电机在并列前已励磁，当发电机与电力系统之间达到相位相同、频率相同和电压相等三个同步条件时，将断路器合闸，使发电机和电力系统并网运行。电力系统间的同步条件与上述要求相同。自同步是发电机在并列前未加励磁，当发电机与系统的转差率小于一定范围时，将断路器合闸，并立即对发电机加励磁电流，使发电机被电力系统拉入同步。在正常情况下转差率允许值为 $\pm 1\% \sim 2\%$ 左右，特殊情况下，允许值可达 $\pm 5\%$ 。自同步并列方式的冲击电流较大，并产生相应的机械应力。在中国除水力发电厂和小容量发电机可采用自同步外，大、中容量发电机均采用准同步并网。

准同步 准同步方式可用手动和自动准同步装置来实现。手动准同步方式为并列前由运行人员调整发电机的电压和频率，使与系统的电压和频率接近相等，监视手动准同步的仪表，将待并的断路器手动合闸。自动准同步方式是借自动准同步装置自动调节发电机的电压和频率，当电压和频率符合同步条件时，将待并的断路器自动合闸。自动准同步装置设有恒定导前时间（或恒定导前相角）的控制回路，以保证断路器合闸时的瞬间相位差最小。

发电厂的主控制室和单元控制室都分别装设有自动准同步装置和带同步闭锁的手动准同步装置。发电厂的网控室设带同步闭锁的手动准同步装置，也可装设导前时间或导前相角的准同步装置或捕捉同步装置。

电厂机组采用分散控制系统（DCS）控制时，由DCS发出指令，选择同步方式后，接入同步装置的电压和自动准同步装置，按程序投入灭磁开关接通自动电压调整装置（AVR）和汽轮机液压调节装置（DEH），调整发电机的电压和频率，达到与系统同步条件时，准同步装置将断路器合闸。

发电厂中凡操作有同步要求的断路器，均可作为同步点。同步系统的接线通常采用单相同步接线。同步点两侧电力系统的电压取得方式是设计同步接线的关键。同步接线及相量关系见下表。

单相同步接线及相量图

同步点	运行系统	待并系统	说 明
大电流 接地系统	a 	e 	利用电压互感器开口三角形的辅助二次绕组的 C 相电压 \dot{U}_{CN} 和 \dot{U}_{CN}
大电流 接地系统	b 	f 	利用电压互感器辅助绕组二次电压为 100V 的 C 相电压 \dot{U}_{CN} 和 \dot{U}_{CN}
Y, d-11 接线两侧 断路器	c 	g 	Y 侧运行系统电压互感器开口三角形的辅助二次绕组的 C 相电压 \dot{U}_{CN} 和 d 侧待并系统电压互感器二次侧 b 相接地的电压 \dot{U}_{bc}
小电流 接地系统	d 	h 	电压互感器二次绕组 b 相接地, 利用 \dot{U}_{bc} 和 \dot{U}_{bc}

自同步 必须计算自同步发电机允许的冲击电流、电网电压降低值和电压恢复时间,并考虑投入的发电机容量(占系统容量的比例)、发电机特性、用户特性和电网中各种保护装置等有关因素。自同步装置的工作原理是利用未励磁的发电机残压,检测待并发电机的频率和电网电压的频率,使两者频率之差控制在允许范围之内,利用差频继电器来实现。

tongbuqi

同步器 (synchronizer; speed changer)

在调节系统中给定汽轮机转速和功率的装置,也称转速变换装置。

原理和功能 根据调节系统静态特性(见调节特性),机组在孤立电网单机运行时,汽轮机某一转速必定对应一相应的负荷,为在各种负荷下仍保持额定转速,必须平移调节系统静态特性曲线,以调整机组转速。当机组在电网中并列运行时,汽轮机转速取决于电网频率,按电网负荷的需求,必须平移调节系统静态特性曲线,以调整给定机组负荷。同步器就是汽轮机调节系统中用以平移调节系统静态特性曲线的装置(图 1)。它在机组起动过程中用以给定转速,在孤立电网单

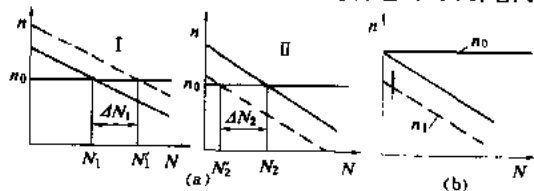


图 1 同步器功能

(a) 给定汽轮机的输出功率; (b) 给定汽轮机的转速

机运行时用以保持额定转速,机组与电网并列时用以调整转速与电网频率同步,机组并网后用以给定负荷。通过同步器也可实现电网远程控制和机炉协调控制。

结构 对于机械或液压型调节系统,可以采用改变弹簧预紧力的方法,改变转速与调速器输出的关系,平移调速器特性曲线,或采用改变油门套筒或滑阀的位置等方法,改变调速器的输出与油动机位置的关系,平移传动机构特性曲线,达到实现平移调节系统静态特性曲线的目的(图 2)。同步器由手轮、传动齿轮和手动电动离合器等部件组成,安装在汽轮机机头前箱上,可以就地操作或远方控制。在电液型调节系统中,分别设置以电信号传递的转速给定和负荷给定装置,在控制盘上操作。

性能和要求 为使机组在低参数、电网高频率情况下能带满负荷,在电网低频率情况下仍能并网运行,要求同步器下限位置最低控制转速应比额定转速低 6%,上限位置最高控制转速应比额定转速高 6%。在额定转速下,同步器由空负荷至满负荷最大位移时间,一般为 40~50s。电液型调节系统的负荷给定,应能逐步调整负荷,每步不大于额定负荷的 0.5%。

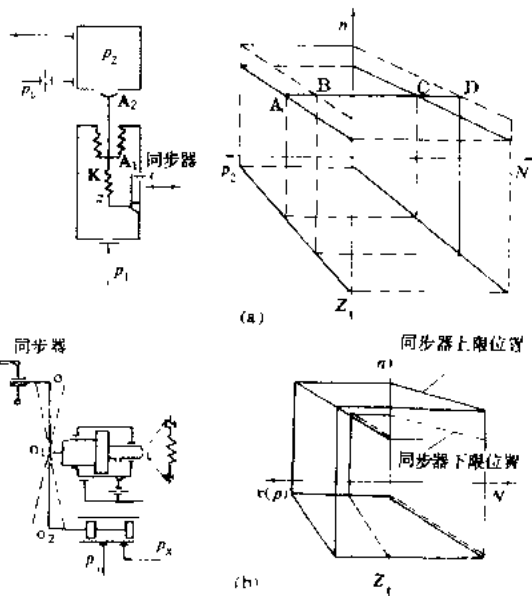


图 2 同步器原理图

(a) 平移调速器特性曲线; (b) 平移传动机构特性曲线

tongshi momeiji

筒式磨煤机 (tubular ball mill) 在旋转的卧式钢制筒体内,利用钢球具有的能量将煤磨成煤粉的机械设备,又称钢球磨煤机。当筒体转动时,在离心力和摩擦力的作用下,直径 30~60 mm 配比数量不等

的钢球被提升到一定高度后由于自身重力而下落,进入筒体内的煤块在下落钢球的冲击及钢球之间的挤压研磨作用下形成煤粉,借助干燥剂将煤粉带出磨煤机。筒式磨煤机的筒体转速一般为 $15 \sim 25 \text{ r/min}$ 。

筒式磨煤机按进出口装置的结构可分为单进单出钢球磨煤机(简称钢球磨煤机)和双进双出钢球磨煤机。

钢球磨煤机是世界上早期采用最为普遍的一种磨煤机,具有煤种适应性强、可靠性较高、运行操作方便、检修维护工作量少等优点,特别适用于磨制可磨系数低、磨损性强和煤粉细度要求较高的煤种,如劣质烟煤、贫煤和无烟煤。其缺点是磨煤电耗高(约 $23 \sim 35 \text{ kW} \cdot \text{h/t}$)、占地面积大、金属耗量大(钢球耗量约为 $300 \sim 500 \text{ g/t煤}$)、运行中噪声也大。钢球磨煤机常用于中间贮仓式制粉系统,这样可以使磨煤机保持在高负荷下运转,以提高其经济性。同时,也便于采用热风送粉以改善可燃性差的贫煤和无烟煤的燃烧条件。

钢球磨煤机的主要结构部件包括进料装置、主轴承、筒体、齿轮传动装置、电动机及出料装置等,见图1。

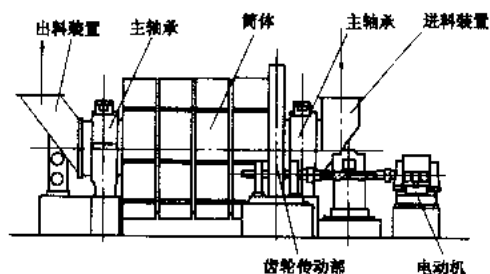


图1 钢球磨煤机主要组成部件

为改善钢球磨煤机的性能,已开发出双侧进煤、进风和双侧出料的筒式磨煤机(图2)。该种磨煤机可以

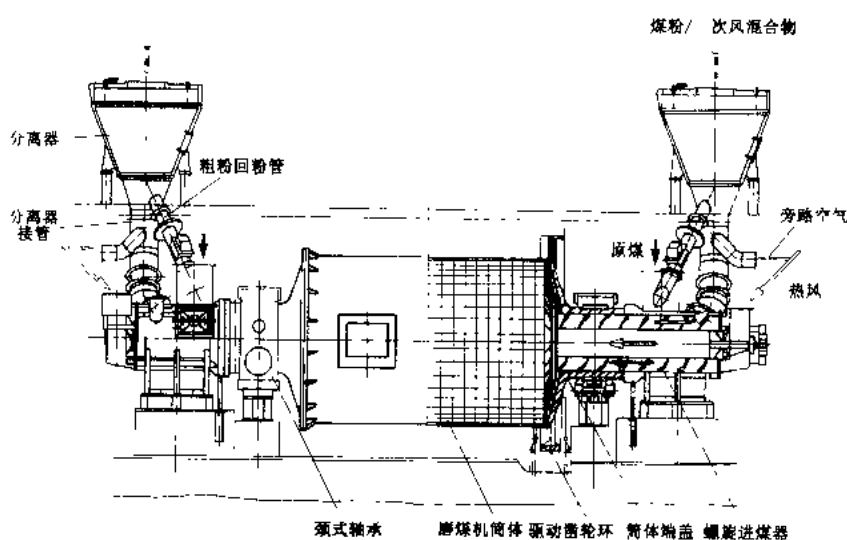


图2 双进双出钢球磨煤机简图

正压运行,消除了系统漏风对磨煤经济性带来的影响,常用于直吹式制粉系统,适合大容量锅炉采用。因双进双出钢球磨煤机系统中磨煤机入口热风分出一旁路直接送入粗粉分离器出口一次风管内,提高了一次风温,有利于难燃煤的燃烧,这是双进双出钢球磨煤机系统较中速磨直吹式系统在燃烧方面有利的一面。但该型磨煤机造价高,投资大,同样存在磨煤电耗高、金属耗量大、运行中噪声大的缺点。该磨煤机主要用于燃烧低挥发分贫煤、无烟煤的W形火焰锅炉。

透平发电机

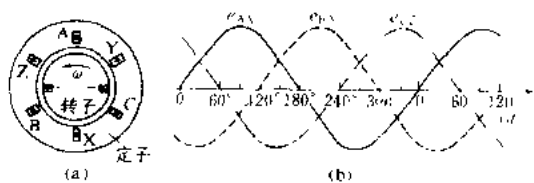
(turbogenerator) 由汽轮机或燃气轮机驱动发电机。与锅炉、汽轮机合称火电厂的三大主机。现代的透平发电机都是三相交流同步发电机,它利用电磁感应原理,将汽轮机或燃气轮机的机械能变为电能输出。

工作原理 透平发电机有旋转和静止两部分,都嵌有由很多按一定方式排列连接的线圈组成的绕组(参见彩图插页第31页61图)。一般是在旋转的转子上的励磁绕组通入直流电流,在转子外周产生接近正弦分布的励磁磁场,它的大部分磁通穿过气隙与静止的定子电枢绕组相交链。当原动机驱动转子以一定速度旋转时,在定子电枢绕组内就感应出基本上按时间的正弦函数变化的交流电动势。定子绕组的线圈分三个相带排列,见图(a),一个线圈代表一个相带;每个相带的匝数相等,三个相带在每对磁极间的位置彼此相差 120° ,所以感应出大小相等的三相交流电动势,在时间上相位也各相差 120° ,见图(b)。定子绕组的出线端接通三相负载以后,定子绕组内就产生彼此相位相差 120° 的三相电流。这三相电流也产生一种

磁场(见电枢反应),与转子磁场以同步转速旋转,此磁场改变了原来转子励磁场所产生的气隙磁通,使转子励磁电流需要增加(感性负载电流)或减少(容性负载电流),以维持定子绕组输出端的额定电压。同时电枢电流与气隙磁通相互作用所产生的电磁力和电磁力矩,对转子的旋转起制动作用(见电磁制动转矩)。原动机需要增加机械转矩,使转子转速维持在额定频率的同步转速。这样就将机械能通过电磁作用转变成

电能。

结构 透平发电机由转子和定子两大部分组成。转子通常为隐极式，由轴伸及具有下线槽的细长圆柱形本体段、励磁绕组、槽楔、护环、中心环、风扇等组成。励磁绕组嵌放在转子本体段的槽内。空气或氢气外冷的绕组导线用扁铜线组成；氢内冷的绕组直线部分有的用扁铜线，中央铣有长方形孔，或在两侧铣出凹口作通风道；有的用凹形铜线，并在轴中央段钻有径向孔形成通风通道。氢内冷的绕组端部多用凹形铜线形成通风道，并在侧面钻有进风口和出风口，形成通风通道。空内冷的绕组有的采用空心扁铜线的通风冷却结构，水内冷绕组则采用空心铜线。励磁绕组嵌入槽内



透平发电机原理图

(a) 绕组排列简图；(b) 三相电动势相位图

后，打入槽楔，将绕组紧固在槽内。励磁绕组的端部靠护环保护，护环一端热套紧固在转子本体上，另一端固定在中心环上。转子本体和轴是一整体锻件，多用高强度和高导磁率的Cr-Ni-Mo-V合金钢锻压而成。转子本体圆周上大约有2/3左右开有若干轴向槽，励磁绕组就嵌入这些槽内。转轴两端装有风扇，使冷却用的空气或氢气在机内循环。轴伸部分由轴承支承，轴两端分别与汽轮机（或燃气轮机）和励磁机相连接（见透平发电机转子）。

定子由电枢绕组、铁芯以及机座和端盖等组成。电枢绕组嵌放在定子铁芯的槽内，每相绕组由若干线圈串联而成，每个线圈通常由两根嵌入铁芯槽内的线棒在端部焊接而成。线棒的导线由多股绝缘扁铜线组成。水内冷的线棒除绝缘扁铜线外还有空心铜线，面氢内冷的线棒除绝缘扁铜线外还有空心反磁钢管。线棒的主绝缘多采用环氧树脂粉云母带。定子铁芯呈圆筒状，由高导磁率、低损耗的硅钢片叠装而成，固定在机座的内圈。铁芯内圆周开有均匀分布的槽，是硅钢片叠装前冲出的。电枢绕组嵌进槽内，并用槽楔固定。有的铁芯沿轴向分段，段间由隔片组成径向通风道；有的采用轴向通风。整个铁芯两端用齿压板和压圈固定在机座内圈的定位筋上，使铁芯和机座联成一个整体。机座外壳与铁芯外圆周的空间内有环形中隔板，是通风回路的组成部分。机座两端有端盖封闭，构成一个密封循环通风系统。氢冷发电机采用端盖轴承。发电机引出线的瓷套管安装在靠励磁机一端的机座下部（见透平发电机

定子）。

冷却系统和励磁系统是透平发电机必不可少的附属系统，大部分设备部件都布置在发电机外。但空冷发电机的空气冷却器布置在机座内或下部的封闭小室，而氢冷发电机的氢气冷却器通常布置在机座内部。无刷励磁系统的旋转整流器则安装在转子轴上，其他励磁系统则在转子轴上装有集电环，且另装有电刷及刷架。

为了提高透平发电机承受负序电流的能力，并避免次同步谐振时的负阻尼，有些制造厂在转子槽楔下压有阻尼条，阻尼条两端接短路环，形成阻尼绕组。

型式 透平发电机按转子磁极数分，有二极式和四极式两种；按转子轴数分，有单轴式和双轴式两种。

二极式、四极式透平发电机 世界各国的电力系统采用两种工作频率，即50 Hz和60 Hz。透平发电机最少有两磁极，因此透平发电机最高转速是3000 r/min或3600 r/min，其转子都是圆柱体（即隐极式转子）。燃气轮机和小容量的汽轮机大多具有更高的转速，因此要经减速齿轮与发电机连接。制造技术发展中期，大容量的汽轮机有两个轴系，各与一台发电机相连接，其第二轴系的汽轮机由于末级叶片长度的限制多采用半转速，即1500 r/min或1800 r/min，相连接的发电机就要有四磁极，称为四极式发电机。核电厂的大容量汽轮机也多采用半转速，其发电机也是四极式的。四极式发电机的离心力小，直径可以大些，因此转子轴和护环的材质要求比较低，转子临界转速比较高，动平衡问题比较容易解决；转子转动惯量大，对电力系统的动态稳定性有利；四极定子铁芯振动节点较多，不会产生倍频振型，毋需采取专门的机座隔振措施；由于励磁机匝数较少，转子绕组容易冷却；风损、铜损和定子端部附加损耗比较低，效率较高（见发电机效率）。四极式发电机的缺点是转子的锻造和加工要求较大规格的设备，暂态电抗比较高，对电力系统的稳定性不利。

单轴、双轴透平发电机 大容量的透平发电机组有分成两个轴系的，称为双轴透平发电机。两轴系的两台发电机在出线端并联连接作为一组发电机运行。第二轴系的转速大多数是半转速，也有采用全转速的。20世纪70年代以来，大多数透平发电机采用单轴系结构，以节省制造工作量和材料消耗量。目前火电厂的单轴二极式透平发电机单机容量最大的是1200 MW，双轴的双机总容量最大的是1300 MW，核电厂单轴四极式透平发电机的单机容量最大已达1500 MW（1650 MV·A）。

运行 绝大多数透平发电机与电力系统并联运

行。透平发电机起动升速达到额定转速再升压达到额定电压后，可通过同步指示器采用手动准同步或自动准同步装置用自动准同步方法进行并联操作。发电机与电力系统并联后，通过控制系统调节汽轮机的调节汽门或燃气轮机的燃料输入，可以改变发电机的有功功率，而改变励磁电流则改变发电机的无功功率。透平发电机运行时的有功功率和无功功率必须在由制造厂提供的透平发电机出力图允许的运行区内。

大容量透平发电机在高功率因数下或进相运行时，定子铁芯端部有发热问题，因此大容量透平发电机在额定出力时，进相功率因数不低于 0.95，使有功功率和无功功率在定子端部温升限额曲线和考虑静稳定储备后的限额曲线内（见透平发电机的正常运行）。

发展简史 世界上第一台透平发电机是 1884 年由英国 C. A. 帕森斯 (Charles Algernon Parsons) 试制成功的直流发电机，功率只有 7.5 kW。1889 年以后，该公司相继制造成功 75 kW 和 1 MW 的交流透平发电机。1900 年和 1903 年美国西屋 (Westinghouse, WH) 电气公司相继制造出 1.5 MW 和 5 MW 的透平发电机。世界上每个容量等级的第一台发电机投入年份如表 1 所列。

1949 年以前，中国透平发电机的制造工业落后，20 世纪 40 年代初制成的最大透平发电机容量只有 2 MW，且转子还是进口的。1954 年上海电机厂开始制

造 6 MW 空气冷却的透平发电机，1958 年自行设计制造出世界上第一台双水内冷的 12 MW 透平发电机，中国仿制和自行设计的每一容量等级第一台透平发电机制成年份如表 2 所列。

表 1 世界各容量透平发电机

第一台投入年份表

年份	机组容量 (MW)	备 注
1903	5	
1904	10	
1911	20	
1912	25	
1924	50	
1925	100	
1930	200	
1955	300	
1959	450	表中所列 200
1960	500	~1300MW 机组
1963	700	是火电双轴机组
1965	1000	
1969	1100	
1972	1300	
1981	1200	火电单轴
1984	1350	核电单轴
1991	1500	核电单轴

20 世纪

80 年代以来，中国积极引进国外技术制造大容量透平发电机。从美国西屋公司引进技术制造的 300 MW 和 600 MW 的透平发电机已分别于 1987 年和 1989 年投入运行（参见彩图插页第 31 页 62 图）。从日本日立引进技术的 600 MW 透平

发电机也于 1997 年投入运行。

表 2 中国制造的各容量透平发电机第一台制成年份表

年份	容量 (MW)	设计性质	冷却方式	制 造 厂	备 注
1954	6	引进技术	空冷	上海电机厂	
1956	6	引进技术	空冷	上海电机厂	
1957	12	引进技术	空冷	上海电机厂	
1958	25、50	引进技术	空冷	上海电机厂、哈尔滨电机厂	
1959	50	引进技术	氢外冷	哈尔滨电机厂	
1966	100	引进技术	转子氢内冷	哈尔滨电机厂	定子、铁芯、氢外冷
1958	12	自行设计	双水内冷	上海电机厂	定子、转子水内冷、铁芯空冷
1959	50	自行设计	转子氢内冷	哈尔滨电机厂	
1960	100	自行设计	双水内冷	上海电机厂	
1966	50/60	自行设计	氢外冷/双水内冷	哈尔滨、上海电机厂	
1969	125	自行设计	双水内冷	上海电机厂	
1971	75	自行设计	氢外冷	东方电机厂	
1972	200	自行设计	双水内冷、水氢氢	哈尔滨电机厂	
1972	300	自行设计	双水内冷	上海电机厂	
1985	300	自行设计	水氢氢	东方电机厂	定子水内冷、转子氢内冷、铁芯氢冷
1985	300	引进技术	氢内冷	上海电机厂	定、转子氢内冷、铁芯氢外冷
1987	600	引进技术	水氢氢	哈尔滨电机厂	
1989	300	与西屋公司合作设计	水氢氢	上海电机厂	
1996	600	与西屋公司合作设计	水氢氢	哈尔滨电机厂	
1997	600	日立设计合作生产	水氢氢	东方电机厂	
1998	600	引进技术	水氢氢	上海汽轮发电机有限公司	

关键技术 采用大容量的透平发电机,可以节省材料消耗和制造工作量,降低造价,缩短制造周期,还可减少电源布点,加快建设速度,降低发电厂基建投资和运行费用,提高劳动生产率,因此世界各工业发达国家竞相发展大容量的透平发电机。同步发电机的容量 S 取决于定子铁芯内径 D 和长度 L ,还与额定转速 n 以及电磁负荷(气隙磁密 B 和定子线负荷 A 的乘积)有关,其关系式为 $S = KD^2LnAB$ 。发展初期,提高发电机的容量主要靠增大 D 和 L 来实现。目前转子用Cr-Ni-Mo-V合金钢,二极转子外径仅能做到1300 mm左右。转子长度受刚度限制, L/D 要在6.5以下,否则转子挠度过大,转子临界转速下降,不平衡磁拉力增大,易引起较大的振动。由于转子尺寸受到冶金技术条件限制,不可能任意加大。因此必须提高电磁负荷才能进一步提高发电机的容量,这主要依靠:①改进冷却技术;②改进绝缘材料的性能和工艺;③采用半导体整流励磁系统。

(1) 冷却技术:最初发电机采用空气表面冷却,最大容量只有100 MW左右,后来改用氢气表面冷却,最大容量也不过150 MW;20世纪50年代开始采用氢内冷方式,即用氢气直接与转子和定子绕组的导体接触冷却,最大容量提高到300 MW;20世纪50年代定子绕组又改用水内冷方式,最大容量才提高到1000~1300 MW。如转子绕组也采用水内冷,即双水内冷,最大容量还可提高到2000 MW。采用空内冷的透平发电机容量已可达到310 MV·A。(见透平发电机冷却方式)

(2) 绝缘材料:迄今为止,云母带还是必不可少的主绝缘材料。早期采用沥青纸(或绸)片云母带作为主绝缘,其优点是具有较好的电气性能和工艺性能,但其黏结剂和补强材料的耐热性差,耐热等级低,属A级绝缘。20世纪50年代末至60年代初以无碱玻璃布耐高温合成树脂和粉云母纸复合成的新一代材料问世,它既有良好的电气强度又有耐热老化的能力,其耐热等级可达F级。随着无溶剂真空浸渍(VPI)技术的不断发展,绝缘的电气性能又有明显提高,为发电机端电

压提高(见透平发电机定子)创造了条件。

(3) 半导体整流励磁:早期的交流发电机用直流发电机提供励磁电流,但直流发电机的换流器是薄弱环节,同步发电机单机容量只限于100~250 MW。20世纪40年代有采用同轴交流发电机经水银整流器提供励磁电流者,称离子励磁。20世纪50年代大功率半导体取代了水银整流器,20世纪60年代开始发展旋转半导体整流励磁方式,不但无换流器,而且无集电环和电刷。继之发展的是静止大功率可控硅整流励磁。目前大容量透平发电机多采用这几种半导体整流的励磁系统,即静止或旋转整流器励磁。(见透平发电机励磁系统)

发展趋势 由于大容量透平发电机的经济效益高,在第二次世界大战后,工业发达国家竞相以较高速度的提高单机容量,直至1965年第一台1000 MW机组投入以后,单机容量的发展速度才放慢,到1972年第一批共3台1300 MW双轴机组投入后,单机容量的发展停滞不前。其原因在于负荷增长趋缓,核电和燃气-蒸汽联合循环技术的发展,以及第一代超临界压力机组的可用率低等的影响。在提高发电机可靠性方面,世界上不少制造厂已能降低透平发电机的故障率到1%以下;改用能耐热循环1万次的绝缘材料,改进绕组的结构和固定方法,使机组能承受1万次的频繁启动、停机和急剧的负载变动,使大容量机组也能承担调峰负荷;提高转子轴的抗扭转强度,以适应高速重合闸的要求,并对不平衡负荷的承受能力设计有足够裕度。

容量系列 近年来,多数国家推行标准化工作,对透平发电机制订统一容量标准系列。前苏联国家标准规定透平发电机的额定有功容量系列为:6、12、32、63、110、160、220、320、500、800、1000、1200 MW。

美国和英、法、日等国一般没有统一容量系列,但各制造厂有标准机型系列,可适应不同容量范围的要求。一般容量为1000 MW及以下的发电机,采用二极式,1000 MW以上的发电机采用四极式。

中国现有透平发电机的标准系列如表3所列。

表3 中国现有透平发电机标准系列表

系 列	有功功率 (MW)	定子电压 (kV)	功率因数 $\cos\varphi$	冷却方式			氢 压 (kPa)
				定子	转子	铁芯	
空 冷	6	6.3	0.8	空 冷	空 冷	空 冷	
	12/15*	6.3	0.8				
	25/30*	6.3	0.8				
双水内冷	50/60*	6.3/10.5	0.8	水 内	水 内	空 冷	
	100	10.5	0.85				
	125	13.8	0.85				
	200	15.75	0.85				
	300	18.0	0.85				

续表

系 列	有功功率 (MW)	定子电压 (kV)	功率因数 $\cos\varphi$	冷却方式			氢 压 (kPa)
				定子	转子	铁 芯	
氢 冷	50	10.5	0.80	氢外	氢外	氢外	98.1
	100	10.5	0.85	氢外	氢内		196.2
	200	15.75	0.85	水内	氢内		294.3
	300	20.0	0.85	水内	氢内		294.3
	300	20	0.85	氢内	氢内		392.4
	600	20	0.90	水内	氢内		392.4

* 配抽汽式汽轮机。

技术派系 在汽轮发电机设计制造技术发展的过程中,世界上一些国家的制造厂形成几个技术派系,各有技术专长。主要有四大派系:

(1) GE 派系:以美国通用电气(General Electric, GE)公司为代表,其技术特点是:定子水内冷,二极转子气隙取气氢内冷和四极转子副槽通风氢内冷。

(2) WH 派系:以原美国西屋公司为代表,其技术特点是:全氢冷(双氢内冷)和加气隙隔环的冷却通风技术,但大机组(600~1330 MW)也采用定子水内冷,励磁系统重点在无刷励磁。

(3) ABB 派系:空冷发电机容量达310 MV·A。大容量发电机转子氢内冷和水内冷并举,组合式转子是它的专利。

(4) Siemens 派系:以德国的 Siemens 为首,日本的富士电机制造公司(FUJI)属之。其技术特点是:空冷发电机容量已达260 MV·A,大容量发电机氢内冷和水氢冷并举。对四极核电大机组也采用双水内冷,励磁系统侧重无刷励磁。

俄罗斯的电力工厂(30)对大机组也采用水氢氢冷方式,通风方面既有气隙取气,也有加气隙隔环的。哈尔科夫重型电机厂(X3T3)发展双水内冷,新西伯利亚重型电机厂则发展定子油内冷、铁芯浸油和转子水内冷。

新型发电机 在发电机技术发展的进程中,产品不断发展、技术日新月异。为了优化发电机性能,提高发电机的综合经济指标,增进整个电气系统的可靠性,简化和便于运行和维护并解决一些环保问题,新的突破性技术正在世界各大制造公司加紧推进,其主要开发专题有:

(1) 高电压发电机:直接与30~400 kV电网联结。常规发电机均须用变压器及相关电器设备升压与30~400 kV高压电网联接输电,而高电压发电机的开发旨在直接与高压电网联接。

在多年研究工作的基础上,ABB公司在1998年初取得了实质性突破,首台11 MV·A、45 kV、600 r/min水轮发电机在瑞典 Porjus 水电站顺利通过了运行试验,在此基础上,ABB公司又正在开发以森

林木材废料为燃料的热电站用高压发电机(电功率38 MW,供热71 MW,废气回收热量15 MW),计划在2000年底发电。高电压的定子绕组由交联耦合的聚乙烯(XLPE)绝缘电线穿绕而成,其承受电压可高达400 kV。这种高电压发电机的优点是:电站占地面积小;设备减少;可靠性提高;维修费减少;成套设备效率高;寿命期间的开支减少30%以及解决油、环氧树脂和其他材料的污染问题(参见彩图插页第31页63图)。

(2) 超导发电机:转子励磁绕组采用以液氢或液氮作冷却介质的超导导线构成,而定子电枢则采用无槽铁芯,定子绕组置于气隙中或定子绕组采用水内冷。这一新技术旨在提高发电机单机容量和提高发电机的效率,据分析极限容量可达数千兆瓦。

20世纪60年代美国麻省理工学院研制成功世界上第一台旋转超导磁场绕组的超导电机,世界上许多其他国家都积极进行了这项科研开发。80年代,美国、苏联、日本、德国、法国等也都在研制百兆瓦级发电机项目中开展工作,我国则在1977年研制成功一台400 kV·A超导发电机。80年代末,日本在发展超导发电机的过程中有实质性规划,即由日本日立制作所和日本超导发电设备和材料工程研究协会(Super-GM)承担了“超导电力应用技术开发”11年开发规划,于1995年制成3台70 MW超导发电机,均为200 MW超导发电机模拟机,其中日立、东芝、三菱各一台,以上所用超导材料为NbTi和Nb₃Sn,超导温度为4.2 K,液氮致冷。

(3) 全液冷发电机:定、转子及铁芯全部采用单一液体冷却介质(水或油)冷却,取消氢气系统。全水冷极限容量可提高到2000~3000 MW,但结构复杂,工艺要求高,易出现薄弱环节。还有提出利用低沸点介质或水蒸发时的吸热能力提高冷却效能的。

(4) 无槽发电机:因大机组的气隙大,其绕组可固定在不带槽的定、转子的铁芯表面上,转子没有齿部高应力区,其直径可增大10%~15%,而定子避免齿部磁通饱和,气隙磁密可提高到2.0 T,这样极限容量可达2000~3000 MW,而材料消耗可降低一半,暂态电抗约为原来的一半。但把绕组固定到定、转子铁芯表面上

还是有待解决的技术难题。

10.4.1 透平发电机安装

透平发电机安装 (turbogenerator erection)

透平发电机与汽轮机或燃气轮机安装在同一运转层平台上,其转子与汽轮机或燃气轮机转子同一轴系连成一体。其绕组绝缘的保护、检查和试验工作十分重要。透平发电机定子是电厂最重的单件,起吊就位需采取特殊措施。安装时其轴系找中心工作与汽轮机或燃气轮机本体安装同时进行。施工内容还有穿转子,定子对转子找中心,轴承座绝缘,氢冷与水冷系统安装和密封试验及发电机电气试验等。

定子就位 定子重量一般都超过汽机房桥式起重机的额定起重量,定子就位常用的方法有:①在桥式起重机的桥架上增加一台临时起重小车,配合原有小车一起抬吊;或者在临时起重小车上悬挂起重量与定子相当的滑车组,利用原小车牵引滑车组起吊定子,以提高小车的卷扬能力。还可在桥架下面加支撑,缩短桥架受力跨距以提高桥架承载能力。②利用两台桥式起重机抬吊定子。③用液压顶升机将定子从零米逐步顶升到运转层,再用滚筒或滑板将其平移到基础底板上,然后顶升就位。(参见彩图插页第48页105图)

穿转子 定子是筒形结构,转子是穿入定子腔就位的(参见彩图插页第48页106图)。起吊钢丝绳吊点在转子的重心部位(即中部),转子穿入一半时,钢丝绳碰到定子,转子不能穿出。可采用接轴法,就是将发电机后轴承座先与转子装配在一起,使转子的起吊重心移向励磁机侧,以增加转子穿入长度。同时在转子前端接上一到二段短轴。这样,穿转子时短轴就伸出定子的另一端,此后可两端起吊,一步步拆除短轴完成穿转子工作(图1)。另一个方法是在转子前装一小车或弧

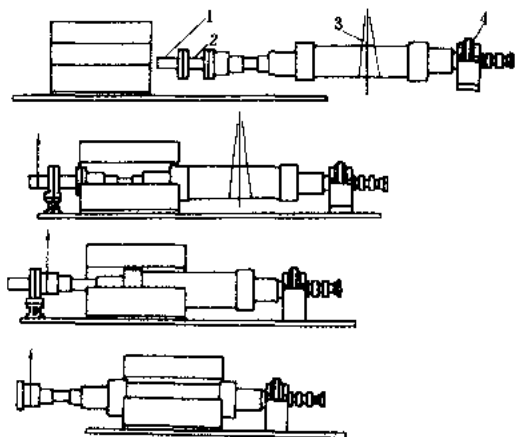


图1 用接轴穿发电机转子示意图

1—第一段接轴; 2—第二段接轴;
3—钢丝绳; 4—临时支架

形滑块,吊点在转子后部,后端吊起后向前推送,使转子前端沿定子铁芯滑出,此时需在定子铁芯内腔铺上弧形板,板下垫以整张软质垫片以保护铁芯不至受压损伤。大型发电机转子重量大,拖行困难,可用气垫滑块(图2)代替弧形滑块。在气垫滑块内腔充气后,气压将滑块托起1~2 mm,并承受转子重量,此时摩擦阻力极小,拖行方便。气体一般使用氮气,压力约1 MPa。

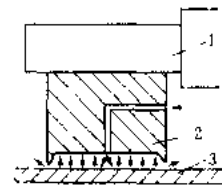


图2 气垫滑块示意图

1—发电机转子; 2—气垫滑块; 3—定子内腔弧形板

定子对转子找正 主要

是两者之间的空气间隙和磁场中心找正,以减少运行时不平衡磁拉力引起振动和不平衡电流对定子绕组引起局部过热。此工序在透平发电机组联轴器中心找好后进行。空气间隙是测量发电机前后两端定子和转子间上下左右4点的间隙,调整定子位置找正。磁场中心是调整两端定子线圈与转子套箍之间的距离。由于运行时会发生发电机转子的热胀伸长和汽轮机的相对胀差,故在安装时,定子相对于转子的磁力中心应向励磁机端偏移一预留值。

轴承座绝缘 为防止轴电流,发电机后轴承及励磁机轴承的油管、螺栓、销钉等与台板之间及氢冷发电机的轴密封装置与发电机外壳之间应垫上绝缘垫,使其回路断开。为防止垫板积尘影响绝缘,使台板下绝缘板外露一个长度以便清理积尘。销钉、螺栓与垫片间涂环氧树脂绝缘。

密封瓦安装 氢冷发电机的转子两端有密封瓦装置,使用比氢气压力略高的油,将氢气与空气隔绝防止氢气外泄。密封瓦的结构式样有两种,安装时都要求密封油室内的任何接触面都接触良好。用盘式轴密封时,安装密封瓦与轴垂直并贴紧密封盘,盘动转子检查干磨痕迹来判断接触情况,不良者加以研磨。用环式轴密封时,应保证轴向位置正确,径向与转子同心。

氢冷或水冷系统密封试验 氢冷发电机应进行定子风压、转子风压及安装完后的整套风压试验。由于氢的密度小,渗透力强,在风压试验时不但要在规定压力下检漏,而且要做一昼夜的漏气量检定。试验用经过净化的压缩空气进行,检漏可用肥皂水,也有用卤素检漏仪进行的,此时在压缩空气中充入一定量的氟里昂(二氯二氟甲烷)。水内冷发电机安装前要对定子和转子进行水压试验,检查绝缘引水管接头有无松动漏水。水压用水要用下净水,防止水路系统堵塞,有的还要做水流量试验,以确信发电机内部无堵塞。水压前后应检查定子绕组绝缘数值。水冷系统必须经水冲洗合格后才能



投入运行, 冲洗必须使用合格的凝结水或除盐水。

电气检查 安装前需对绕组和有关结构进行检查。定子的检查内容有: ①以木锤轻扣槽楔, 如松动段较长, 用以层压板作的凿子把槽楔打出, 用绝缘纸板垫实。②检查绕组离槽口段直至端部的绝缘表面, 有无伤痕或起泡现象。如有, 可用粉云母、沥青、绝缘漆等修理。③检查绕组端部与绑环是否靠紧垫实。如需处理, 应使用浸渍过的绝缘材料。处理时防止损伤端部表面的防晕半导体涂层。④检查铁芯通风孔是否清洁畅通。对转子主要是检查通风孔有无堵塞, 平衡螺丝和平衡块是否锁定, 风扇叶片是否完整牢固等。

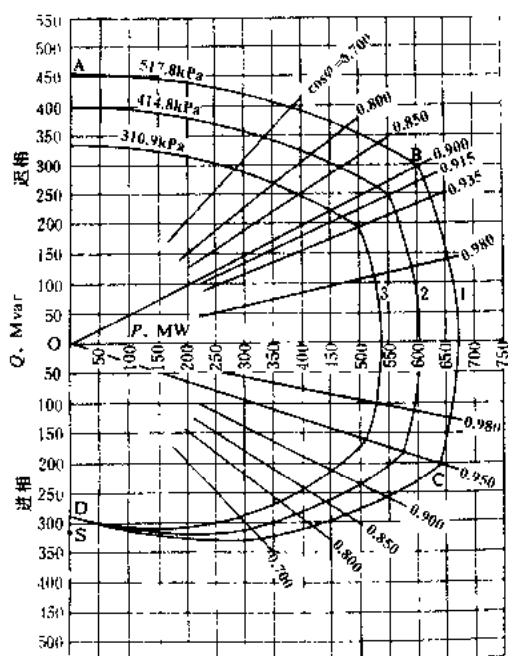
电气试验 试运行前测量定子穿芯螺丝和测温器对铁芯及外壳的绝缘电阻, 测试定子和转子绕组的绝缘电阻、直流电阻。进行直流耐压试验, 测量泄漏电流和做交流耐压试验。在运转时测试短路特性、空载特性和匝间耐压试验等。

干燥 绝缘电阻或吸收比低于规定值时应进行干燥, 可按现场条件选用合适的方法, 如①将发电机出口短接, 起动汽轮机, 利用定子绕组中的短路电流加热; ②穿转子前单独进行定子干燥时, 可用铁芯感应的涡流来加热定子绕组, 此时在定子上穿膛缠绕励磁绕组, 其线径与匝数由计算确定; ③水内冷定子宜用热水循环干燥。

透平发电机出力图

透平发电机出力图 (turbogenerator capability diagram) 在额定转速和额定端电压下, 透平发电机在各种不同的功率因数时 (对氢冷发电机还有表示不同氢压时) 可能输出的有功和无功功率的曲线。此曲线图主要表示对应不同有功功率时可能输出的无功功率, 因此又称发电机无功出力曲线 (generator reactive capability curve)。图示为 667MV·A 透平发电机的出力图, 图中横坐标的上部是发电机迟相运行区, 下部是进相运行区。曲线的 BC 段是以 O 点为圆心、额定视在功率值为半径的圆弧, 表示发电机输出功率受定子电流的限制, 而实际有功功率的输出受汽轮机出力的限制。曲线的 AB 段是以 S 为中心 (OS=额定视在功率值×短路比)、SB 为半径的圆弧, 表示发电机低功率因数运行时, 输出功率受额定励磁电流值的限制。曲线的 CD 段是制造厂根据试验和计算绘出的圆弧, 表示发电机低励磁进相运行时, 输出功率受到定子端部绕组所引起的铁芯端部发热的温升限制 (见最低励磁限制器)。铁芯端部发热与端部漏磁磁密有关, 也与端部结构所采取的电磁屏蔽措施以及冷却条件有关, 因此发电机的输出功率小于额定视在功率值。在此运行区内, 发电机的输出功率还受到静态稳定极限的限制。

制。当发电机配置快速反应励磁系统时, 则发电机的静态稳定极限可以提高, 曲线 1、2 及 3 还分别表示在不同氢压运行时的发电机的出力曲线。



667MV·A 透平发电机出力图

透平发电机的起动、并网与停机

透平发电机的起动、并网与停机 (start-up, synchronization and shut-down of turbogenerator) 指透平发电机 (以下简称发电机) 随汽轮机一并起动至额定转速, 在满足全部条件下并入电网同步运行或根据需要将在运行中的发电机从电网中解列和停机的操作过程。发电厂应编制相应的运行操作规程和起动、停用操作卡。

发电机与电网的连接方式有三种: ①发电机端部出口具有断路器时, 上述操作过程, 发电机可单独考虑; ②发电机—主变压器 (并可能带支接厂用变压器) 成单元接线, 断路器在主变压器高压侧时, 上述操作过程必须与主变压器 (包括支接厂用变压器) 一并考虑; ③发电机—主变压器—线路成单元接线时, 上述操作过程必须和主变压器—线路一起考虑, 这种方式, 在中国尚不多见。

发电机与电网的连接方式 有三种: ①发电机端部出口具有断路器时, 上述操作过程, 发电机可单独考虑; ②发电机—主变压器 (并可能带支接厂用变压器) 成单元接线, 断路器在主变压器高压侧时, 上述操作过程必须与主变压器 (包括支接厂用变压器) 一并考虑; ③发电机—主变压器—线路成单元接线时, 上述操作过程必须和主变压器—线路一起考虑, 这种方式, 在中国尚不多见。

起动 分为起动前的准备、起动两个阶段。

起动前的准备 汽轮机冲转前进行的工作。应在运行规程中明确规定。主要有: ①将发电机 (主变压器、支接厂用变压器、线路) 电气回路从检修状态转为冷备用状态; ②按规程进行必要的检查和测试 (如电刷的检查、定、转子绕组的绝缘电阻测试); ③参与汽轮机、锅

炉之间的横向联动保护的校验;④投入发电机、励磁系统、主变压器、支接变压器的辅助设施(如各自的冷却系统);⑤一次回路(除断路器维持冷备用外)和二次回路均从冷备用转为运行状态(视接线,合上发电机与主变压器之间的刀闸;电压互感器、电流互感器均投入;中性点接地装置投用);励磁系统应处于热备用状态。

起动阶段 随汽轮机的冲转、升速阶段。主要工作有:①应作必要的检查(如机组振动、电刷、氢压、内冷水压力和流量变化等);②在升至额定转速前完成并网前的操作准备(视接线方式将线路改运行、断路器改热备用状态等);③机组维持额定转速后,对本体应作必要的检查。

并网 包括并网操作和并网后的检查、加负荷

并网操作 在接到可以并网的命令后,送上控制、保护和信号用电源,执行并网操作:合上励磁开关,调节励磁使发电机(或带主变压器、支接厂用变压器)零起升压,在升压过程中必须注意表计变化(不应有定子电压升不上而定子电流上升的现象,如有则说明有短路;但带主变压器升压时,将有无功和小电流显示,须正确判别);当电压升至额定值后,应检查定转子无接地现象(即切换定子电压确认三相对地及相间电压正常平衡;切换转子正负两极对地电压正常);并核对转子电压和空载励磁电流正常;负序电流表指示应为零。确定一切正常后经同期鉴定合上断路器,将发电机并入电网运行。并网的方法有两种:

第一种采用准同期法并网。此法又可分手动准同期和自动准同期两种。通常最常用、最安全可靠的是采取自动准同期法,但无论采用哪种方法,都必须经过同期鉴定装置鉴定符合要求后,才能发出断路器合闸(即并列)脉冲。不经过同期鉴定的手动准同期并网易造成发电机的电流冲击,甚至发生非同期并列,损坏发电机,因此一般不宜采用,若必须采用时,应由具有实际经验的操作人员操作,并加强监护。经同期鉴定的手动准同期可作为自动装置失灵时的备用并网手段。采用自动准同期方法时,由自动装置微调转速和电压,使发电机断路器合闸瞬间的频率差、电压差和相位角差处于最佳状态。

准同期并网的条件有:①待并发电机的电压相位、相序必须和系统电压的相位、相序一致,因此,检修后的发电机视必要在并网前应将对系统进行核相,使相位和相序正确;考虑到断路器的固有合闸时间,应超前一个时间送出合闸脉冲,使断路器合闸瞬间的相位角差控制小于 15° ;②待并发电机的电压与系统电压的数值差不应大于10%,一般待并电压比系统电压稍高;③待并发电机的频率和系统的频率差不应超

过2%,一般待并发电机的频率稍高于系统频率。以上三个条件用二联式电压表和频率表、同步表或同步指示灯来监视、指导运行人员调节;投入自动准同期装置时,电压、转速均可自动调整至最佳值,经同期鉴定装置送出断路器合闸脉冲,发电机完成并网。

第二种为自同期法并网:待并发电机在接近同期转速时,立即合上断路器接入电力系统,然后迅速上升励磁使发电机拖入同期。此法仅限于以下三个条件下方可采用:①系统发生事故,要求尽快投入发电机以提高频率、电压的紧急情况下;②系统当时的运行条件许可;③容量小于100 MW的小型发电机组。在当前电力系统的发展水平下,已无必要采取这种方式。

具体方法是:在灭磁开关断开的情况下,将励磁调节器调整到相当于空载额定电压位置,不经同期手续直接将发电机断路器合闸接入系统,立即合上灭磁开关上升励磁,使发电机牵入同步。从技术角度言,不外是一种并网方法,但发电机受到较大的电流冲击,并使电力系统电压有较大的降低,故一般不采用。电力系统事故处理中应采用低频率卸负载的措施来保证电网稳定。

检查和加负荷 发电机并网后,根据汽轮机要求,应立即操作汽轮机同步器带初始负荷(某些大机组能自动带上初始负荷),并适当增加无功负荷,以观察三相电流平衡及表计指示方向正确。

发电机有功负荷的增加速度取决于汽轮机:发电机定子电流的上升速度根据制造厂规定,制造厂无规定时,按维持额定功率因数增加无功负荷,定子电流相应增加。表面冷却的发电机定子电流和转子电流增长速度技术上可不加限制,实际执行中视必要性而定。在发电机增荷过程中应对发电机定转子绕组、铁芯和冷却介质的温度、温升进行监视分析。当发电机带到半负荷和接近满负荷时,应对发电机变压器组一/二次回路和励磁系统设备进行巡视检查。

停机 分减荷、解列、停机三个步骤。控制汽机同步器降低有功负荷,按额定功率因数相应降低无功负荷,一般在有功负荷为20%额定值时,将本机组厂用电切换由备用电源供电。有、无功负荷调整至零时将发电机与电网用断路器(或主变压器高压侧断路器)断开,称解列。操作后应检查本机转速已离线变化,三相定子电流和负序电流指示均为零,确认已从电网解开,然后降低励磁电流使定子电压降到零时断开灭磁开关。发电机随汽轮机停机。

为防止汽轮机超速,大型机组解列的条件在保护装置上已设计成必须先关闭主汽阀造成逆功率保护动作自动解列。无此功能时,可控制在功率表稍有逆向指示时拉开断路器。

发电机解列后,其相关电气回路视不同需要可改为冷备用状态或检修状态,其辅助设备视需要保持运行或停、备用。

透平发电机的运行监测和诊断

(monitoring and diagnosing of turbogenerator in operation)

应用现代科学技术的检测手段对透平发电机运行工况和设备技术状况进行的在线、离线监测和诊断工作,以便早期发现潜伏性故障,采取必要的措施和有计划地安排检修,达到保持机组持续正常运转和防止设备损坏、提高设备可用率和降低检修费用的目的。

运行监测 也称带电监测、在线监测。指采集和监测设备运行状态下有关电气、机械的物理、化学特性的实时数据,建立正确的信息、数据处理系统。监测可以采用便携式装置,也可采用固定式装置;可以是连续监测,也可以是定期或间断监测。对运行中的设备进行测试或连续监测,其结果更能反映实际状况。由于测试设备和连接回路都处于低电压状态,因此没有接触高电压的危险。

透平发电机的运行监测装置在实用效果、适用范围以及装置的成熟程度等方面有所不同,有的装置由于固有的局限性还有待进一步改进和完善。大型透平发电机应根据机组的特点有选择地采用以下各种必要的监测和诊断设备和系统。

局部过热监测系统 也称作发电机状态监测器。用来早期监测透平发电机(主要是氢冷发电机)的定子绕组、铁芯或转子绕组等因通风回路堵塞、铁芯或绕组短路故障等引起的局部过热现象,目的是在形成绝缘故障前鉴别出发电机绕组和铁芯的热量升高是否过快。其工作原理是通过监测氢气系统中的热解粒子来实现。

发电机定子绕组、转子绕组及其硅钢片之间的绝缘材料及各种涂料,在超过其相应的耐温等级的高温下,便会过热分解产生粒子并形成烟雾。发电机内部的冷却气流由主轴承驱动,有一小股气体作为样品气体连续进入监测装置的离子室,由于粒子阻碍离子的流通,因此通过对离子室内离子电流(如电子)降低的程度来测量粒子浓度,以此确定发电机存在烟雾的严重性,判断发电机内绝缘的过热程度。一般当离子电流降低到原有值的70%时,装置发出报警信号。通过一段时间内对收集到的粒子进行物理、化学性质的测定,便可分析出过热发生在哪个部位,以及它的严重程度和发展趋势。

装设的局部过热报警装置用来监测:①当定子铁

芯叠片间的有机绝缘或与铁芯相接触的绝缘材料因局部过热发生分解时;②定子线棒“水电接头”由于焊接或连接不良,在运行振动力的作用下进一步恶化,通过正常工作电流的情况下发生过热并发展为烧损绝缘时;③定子线棒股线断裂产生电火花,烧损其股线并扩大烧损股间及对地之间绝缘时;④定子线棒内冷却水由于局部堵塞,或水系统故障而中断,造成铜线过热烧损绝缘时;⑤转子绕组由于通风孔或水冷系统堵塞,铜线过热烧损绝缘或转子绕组,两点接地弧光短路烧损绝缘时;⑥发电机定子绕组线棒间短路而继电保护未能快速切除短路电流导致烧损绕组绝缘时。

该装置是通过监测热点绝缘的热解物来进行间接判断的,有一定局限性。若热量增加速率较低,使散发的粒子浓度不能在一定时期内有明显增加,某些绝缘物在较高温度下亦难以分解等,在这些情况下,则可采用示踪性化合物(较低耐温等级的材料)涂刷发电机各部位,通过涂料分解粒子来进行监测。

局部过热监测还包括常规的定子铁芯、绕组预埋测温元件的温度监测和水冷定子线棒出口水温测量元件的温度监测。当发现水冷绕组出口各点水温量值之间的温差与历史温差数据对照增加时(例如大于6℃),则应引起警觉和检查。

故障放电监测装置 对定子绕组绝缘性能变化的监测和诊断,可用测量局部放电量及其特征的方法来实现,测量局部放电量是监视和测量发电机绝缘的有效手段。数量较大的局部放电引起热效应、机械效应和化学效应的逐渐加剧,将使定子绝缘性能进一步恶化。

一般局部放电仪器的接收频率在数十到数百千赫,为了避开运行中各种电力载波或电磁波的干扰,故障放电的监测装置也有采取甚高频(数十到数百兆赫)来接收放电脉冲的。大量实践证明,这种接收方法的抗干扰性能较好,不过由于原来局部放电测试标准没有考虑甚高频接收,就无法用局部放电标准仪器的pC值直接校核。为了使同类型仪器的测试结果能相互比较,对仪器的灵敏度应该有一定的要求,在一定的耦合条件下,可以使仪器所指示的毫伏(或微伏)数对应于局部放电标准仪器所标定的pC值。

故障放电监测装置有两种形状:一种为便携式,使用简便,价格低廉,一台仪器可以对多种电气设备进行检测;另一种为固定安装式,工作比较稳定,且能直接指示pC值。一般透平发电机正常运行中测得的放电量约为 10^2 pC。当发电机因冷却气体湿度过高,发电机定子端部结露时,在运行电压下也会产生电晕或局部放电,其脉冲放电量可达 $10^1 \sim 10^2$ pC,提高冷却气体温度,降低湿度,其放电量就会恢复正常。当定子绕组断股或绕组绝缘性能劣化时,在正常运行电压下将产

生局部放电,产生一快速电流脉冲,该脉冲信号与局部放电的强度成正比,并传送到发电机各导线,因此可以用测量发电机中性线高频电压或电流脉冲幅值、数量的方法来反映定子绕组的绝缘性能。

射电频率监测器(RFM)是监测定子绕组故障放电的一种装置,它是通过装在发电机中性点变压器的电压耦合器或电流互感器取得电压或电流信号,经前置放大、滤波(使之通过射频监测器所需的接收频带)获得其高频或甚高频放电脉冲信号,再经微处理器监测和控制系统检出射频信号幅值,用以诊断和报警。但射频监测器有其局限性:它提供的是一种可能导致发电机严重故障的早期警报,不能精确定位故障发源地,不能确定问题的严重性。发电机中一些附属设备(如励磁电刷等)以及邻近电力设备(电动机、开关、电弧焊等)一些并不反映发电机有危险状态的信号源,常常通过厂房中的接地电缆,传到发电机中性线,被射频检测仪监测到并误发警报。故需要根据机组的运行经验,寻找方法,如降低RFM的灵敏度等措施来弥补。

转子轴系扭振监视器 电力系统中的扰动(例如输电线路故障、大机组高压出线断路器在最不利时间条件下的重新合闸、串联电容补偿电网中发生的次同步谐振等)将使汽轮发电机轴系所受到的电磁转矩发生冲击,激发轴系产生扭振,轴的寿命损失是个累积过程,一定数量相对较小的个别事件,可累积导致轴系失效。为此,必须对运行中的大型发电机轴系扭振进行监测。为了获取电网中不同故障时对轴系干扰的实际情况,主要应监测电网在各种扰动发生时对机组主轴产生的扭应力,以及引起机械疲劳和影响寿命的有关重要数据,经计算机数据处理和诊断软件取得结论,同时通过分析得出各种扰动产生的概率,为运行维护、设计、制造和改进设备提供依据。

转子轴系扭振监视器的基本工作原理是:将有关机组的运行数据(端电压、相电流、蒸汽压力及转速信号等)经输入矩阵、轴系扭振电子模型及输出矩阵之后,提供一组轴系扭振的模拟信号,该模拟信号经测得的相电流予以筛选,如超出设定的相电流值,即转换成数字,由计算机存取和处理这些轴扭矩和相电流数据,由轴扭矩数据来估算轴疲劳与联轴器的变形程度;由相电流数据估算发电机定子绕组受到冲击而伤害的程度。最后直接打印出扭振资料和计算结果。

氢气辅助系统的监测与诊断 氢气具有绝缘好、导热系数高(比空气大6.69倍)、密度小(可降低风阻及通风损耗)、在接近纯氢(98%)状态下并不助燃等优点,是现阶段用于冷却发电机最有效的气体,尤其在大容量发电机中得到了广泛的应用。氢气用作冷却介质的最大缺点是不纯氢气的易燃易爆性。空气中的氢

气含量占4%~75%时,就是一种具有潜在爆炸危险的混合气体,严重威胁安全运行。对于全氢冷或水氢氢冷的机组,氢气辅助系统的监测与分析重点在以下几个方面:①氢气纯度。保持纯净氢气(96%~98%)的供应,确保不会因有火花而被引燃爆炸,同时减少电机风损,提高了机组效率。通常采用氢气纯度表(HPM)来监测发电机运行时机壳内氢气的纯度。HPM的工作原理是根据机壳内气体的密度来计算出机壳内气体(氢或CO₂等)的纯度。方法是通过测定一小型恒速鼓风机两边所产生的压力差,该压力差与气体密度成正比,而密度与气体纯度成正比,经过标定即表示气体纯度。该仪器所用的物理学和化学公式,已被证明非常正确,唯一可能造成误差的是恒速鼓风机的速度异常。此外,亦有测定气体的导热系数并与氢气导热系数比较来确定氢气纯度的方法。②氢气露点监视。任何气体吸收水蒸气的能力都是该气体温度的函数,较高的温度能吸纳较多的水分。一定的饱和水蒸气含量对应于一定的气体温度,若温度降低,就会发生结露。发电机机壳内的气体温度分布不均匀,具体地说,氢冷器出口处气体温度(即发电机入口气体温度)会比入口处低得多,氢气的相对湿度较高时就有可能因温度低于相应的露点使水分凝结在发电机内部的某些部件上,造成护环应力腐蚀裂纹和电气绝缘的劣化。故严格控制氢气湿度和正确规定发电机入口氢气温度对大型氢冷发电机的安全运行有很大影响。用测量绝对湿度的方法再和相应的露点温度对照便能直接用于监控。露点监测器较多的是应用薄膜氧化铝来监测水分含量。传感器结构是用一条铝带,经阳极化的处理形成一多孔的氧化层,在这氧化层的一端覆盖着一层薄薄金,即形成氧化铝电容器。铝层和金形成电极,多孔的氧化铝就是电解质,这个多孔物质的电阻抗与附在上面的水蒸气多少成比例,因而就可根据绝对湿度与电极间的阻抗关系,算出绝对湿度。其局限性在于传感器失效(如气流中存在的传导性和侵蚀性颗粒使其性能变坏)或积水,常使测量产生误差,需要繁琐的常规维护和校验。③漏氢报警装置。氢冷透平发电机机壳内的氢压高达0.4~0.5 MPa。漏氢的主要途径有氢气密封瓦及其系统;机座、端盖的结合面和焊缝;出线套管以及管道或阀门等。对水氢氢机组,一般设计均是定子冷却水压低于氢压,由于定子水冷绕组铜导线开裂、引水管裂缝或内部水系统接头焊接或连接不良,氢气就进入空心导线的内冷却水系统,严重时影响内冷水在导线中的正常循环。带入定子冷却水箱的氢气与漏入发电机封闭母线、密封油管道的氢气统称为内漏氢。内漏氢有可能在局部区域积聚,形成爆炸的危险。漏氢可根据定期补氢的频次及数量来间接判定,亦可装设专

用的漏氢报警装置。它的检测范围包括：冷却水箱、封闭母线、密封油管道等。一般在漏氢浓度达到1%以上时就报警。漏氢报警装置的传感器采用钯栅氢敏元件，和其他半导体元件一样，由于使用温度的变化以及运行时间的长短，氢敏元件的性能不够稳定，再加上发电机内存在油污，对传感器产生污染，故必须定期进行维护、校验，才能使装置长期正常连续运行。④密封油系统的监测。普遍采用双流密封瓦密封油系统作润滑油密封（见密封油系统），阻止氢气的外逸和空气等杂质的浸入，对此必须装设传感器、测点和自动调节器对氢油压差、密封油箱的油位、密封油温等重要参数进行监测和控制。

水内冷发电机漏水监测装置 为使发电机微量漏水能被监测，尤其当水内冷转子的漏水在3000 r/min时被甩成了雾状，一般采用能测量机内湿度和外部环境湿度之差的仪器进行监测，如补偿式发电机检漏装置等；也有采用简易的滴水检漏板（两极板为水短路而导通）检漏报警。后者对雾状水滴灵敏度不高。

负序电流监测报警装置 由于发电机变压器组主断路器的非全相合/跳闸、带不对称负荷或因发电机母线系统不对称短路而继电保护装置未能及时切除故障时，则在发电机定子回路流过负序电流，这种负序电流在定子和转子的气隙内产生一个与转子旋转方向相反的负序磁场，以两倍工频切割转子本体的表面及其阻尼系统，产生很大的负序环流，严重时这种环流可以使转子月牙槽楔的两侧、大齿两侧的槽楔及短路环（或转子护环）过热变色，甚至熔化，最严重时可以使转子槽楔熔化，连同槽内的铜导线一起甩出，引发定、转子扫膛的严重故障。

按照热量大小和冷却方式的不同，要求发电机能长期承受标么值 I_2/I_n 达到7%~10%的负序电流值而不会导致转子过热损坏；同时也应能满足在短时大负序电流标么值的平方与时间的乘积 $(I_2/I_n)^2 t$ 不大于7~30时不致过热损坏。

负序电流监测报警装置能指示发电机运行中正常的负序电流标么值，当此值超过发电机的允许值时，即发出报警，值班人员就应该查明原因、采取措施，使负序电流降至允许值。当系统发生不对称短路或非全相运行时，该装置即能自动将瞬时负序电流标么值平方并作积分运算，当积累的 $(I_2/I_n)^2 t$ 值达到整定值（一般低于允许值）时即发出报警，并将数据存储记录，以供事后分析之用。

故障诊断 发电机运行在线监测和诊断技术是80~90年代发展起来的，各国应用经验表明，结合运行历史状况和历次测试数据对设备状态进行分析，及时监测出发电机内部的隐患，避免意外灾难性事故的

发生，可减少被迫停机次数，延长机组检修间隔，从而能显著提高发电机运行安全性和经济性。

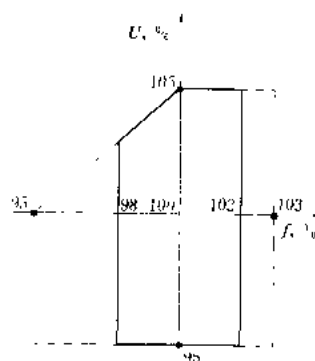
历史的测试数据和运行监测数据是进行诊断的基础条件，借助计算机的统计分析功能，可进一步向人工智能型专家诊断技术发展，建立具有监测系统 and 诊断系统相结合的数据库，并以逻辑推理使监测和诊断达到更高级的程度，预防严重事故的发生，判断故障位置，实现预知性检修。

透平发电机的正常运行

透平发电机的正常运行 (turbogenerator normal operation)

透平发电机并入电力系统，并按电力系统要求和在透平发电机出力图所确定的允许范围内长期稳定运转的工况。正常运行可以是按铭牌参数作额定工况运行，也可以是某一些参数在一定范围内偏离额定参数作非额定工况运行，包括电压和频率偏离额定值的运行、变负荷调峰运行、调相运行和进相运行等。

电压和频率偏离额定值的运行 当电力系统因主力机组甩负荷、跳闸等原因造成无功功率不足时，会引起电压下降；若造成有功功率不足时，又可能引起频率下降，此时，电力系统送端发电机就可能处于低电压或低频率运行状态；相反，当电力系统在低谷负荷时，由于线路充电电容的影响，又可能引起无功功率过剩，而造成电力系统电压升高。这些工况也会给发电机的



发电机运行允许的
电压和频率变化

运行带来困难，例如要求进相运行。因此，一般都要对这些运行工况加以限制。中国的有关标准对电压和频率的限制条件如下图所示，即发电机机端电压允许的变化范围为±5%，频率的允许变化范围为±2%（即±1 Hz），若两者同时发生变化，则还规定发电机和主变压器的超磁通量不超过允许值的5%。在此允许范围内发电机的运行仍属正常运行。当电压变化范围为±5%，而频率变化范围扩大为-5%~+3%（对应的频率范围为47.5~51.5 Hz）之间，仍然允许运行，但应对发电机千伏安容量、运行时间和允许运行次数加以限制，显然，这种工况已属于非正常运行状态。（见透平发电机异常运行）

变负荷调峰运行 发电机在高峰负荷时按额定工

况或接近额定工况运行,在低谷负荷时保持其他参数不变,仅降低发电机的有功和无功出力到某一数值的运行方式。发电机允许调节功率的范围称为发电机的变负荷调峰能力。发电机变负荷调峰能力的大小由其自身的结构设计决定。对一般透平发电机而言,如未采取专门设计措施,用作调峰机组运行则可能产生转子绕组变形、转子低周疲劳等现象,会缩短发电机的使用寿命。近年来由于电力系统用电结构的变化,负荷率降低,峰谷差加大,提高透平发电机变负荷调峰能力的要求日益迫切,在这种情况下,中国生产的优化设计200 MW、300 MW透平发电机采用了转子铜线防蠕变、加滑移层和加装定子绕组进水温度调节装置等措施,使其变负荷调峰能力提高到50%左右。从而使调峰运行成为透平发电机的一种正常运行方式。

进相运行 在额定工况下发电机的功率因数为迟相,这时发电机既发出有功功率,也发出无功功率。当逐步减小励磁电流时,发电机输出的有功功率不变,而发电机输出的无功功率逐渐减小到零值(功率因数相应地逐步增大),若继续减小励磁电流,则出现无功功率为负值、功率因数超前,即定子电流相位超前电压相位的情况,这种工况下的运行称为进相运行。

随着电力系统容量的不断增加,超高压远距离输电线路相继投入,维持受电端电网电压不变已经变成一个突出的问题。当电力系统在大负荷下工作时,电感负荷引起线路电压下降;当电力系统处于夜间低谷负荷时,又因线路的电容效应而引起电力系统电压升高。再者,由于城市电网的发展,高压电缆供电的电网在不断扩大,电容性充电功率不断增长,使低谷负荷时电压升高的问题更加突出。为维持低谷时受电端电网电压不致过高,就必须进行无功调节。除采用其他办法外,更为经济和简便的办法是利用发电机的进相运行来吸收电力系统过剩的无功功率。但发电机进相运行受到多种因素的限制。首先,是静稳定极限的限制,在进相方式下,发电机的静稳定极限有所降低,为了保证发电机的运行稳定性,一般都把发电机进相运行时的有功出力降低10%~20%;其次,发电机在进相运行时,定子端部漏磁磁密度增加,造成定子端部结构件损耗发热趋向严重。若通过试验和分析计算确定了进相时允许的功率因数和功率范围,并采取某些稳定措施之后,进相运行方式也可作为电力系统可以调用的一种正常运行方式。

调相运行 透平发电机不发有功功率,只发无功功率,用以满足电力系统对无功功率需要的运行方式。同步发电机可以作调相机运行。电力系统中也允许一部分透平发电机改为调相机运行。其中的一部分是作为电力系统的旋转备用机组使用,有时作发电机运行

有时作调相机运行。此时发电机的起动同正常发电机组一样,并网后汽轮机改为无蒸汽运行。另一部分长期作调相机使用,为了减少损耗,将发电机与汽轮机的联轴器拆开,发电机单独并网运行。此时按照具体情况发电机的起动可选用以下四种方法:①用另一台发电机供电的低频同期起动;②用另一台发电机供电的低频非同期起动;③工频非同期起动;④由同轴励磁机或升速电动机拖动起动。随着电力系统中无功负荷平衡的管理加强、调压设施的合理配置和越来越多的大容量火电机组的投入,利用火力发电机组转为调相机方式进行调压将很少采用。

coupling load—banking

透平发电机电抗 (reactances of turbogenerator)

透平发电机在额定转速下正常运行,突然短路或带不对称负载运行时,由电枢电流产生的电枢绕组总磁链所感生的电压基波分量与电枢电流基波分量的比值。对应不同的运行工况,透平发电机有同步电抗、暂态电抗、次暂态电抗、正序电抗、负序电抗和零序电抗等不同的电抗。它们是发电机在不同运行工况时的内部电抗,因此在建立电力系统的数学模型时可用相应的电抗和电动势代表透平发电机。

同步电抗 电枢反应磁动势和电枢电流可分解为直轴分量和交轴分量,与此相对应的有直轴同步电抗 x_d 和交轴同步电抗 x_q 。直轴同步电抗 x_d 为同步发电机在额定转速下运行时由直轴电枢电流产生的直轴总磁链在电枢所感生的持续交流电压的基波分量与该交流电流基波分量之比,为直轴电枢反应电抗与电枢漏抗之和。交轴同步电抗 x_q 与交轴分量相对应。隐极式同步发电机的直轴同步电抗和交轴同步电抗基本相等。对凸极式同步发电机,由于直轴方向和交轴方向磁阻不同,直轴同步电抗一般比交轴同步电抗大。直轴和交轴同步电抗可以从设计数据求得,也可以用转差法测得。由于短路时电枢反应基本上在直轴方向,故按短路法所得到的同步电抗即为直轴同步电抗。略去电枢绕组的电阻,直轴同步电抗即为在额定转速和给定励磁电流下发电机的空载电压与发电机出线端三相短路时的电枢电流的比值。直轴同步电抗可从空载特性曲线和短路特性曲线求得(见透平发电机特性曲线)。由于饱和程度不同,同步电抗将随励磁电流不同而变化。在额定负载下同步电抗的标幺值可取为短路比的倒数,它是同步电抗的饱和值。现代透平发电机的同步电抗标幺值约为1.5~2.4。同步电抗越小,则发电机静态稳定功率极限越大,在进相运行时能吸收较多无功功率。

次暂态电抗 也称超瞬态(变)电抗。同步发电机

在额定转速下运行,电枢电压发生突变时,如出线端三相短路,电枢绕组电流也将发生突变,由于磁链守恒定律,励磁绕组和阻尼绕组的磁通不能突变,该电流增加的电枢反应磁通不能穿过励磁绕组和阻尼绕组而只能沿这两绕组外部通过,磁阻较大。此时由原磁链产生的电枢交流电压基波分量突然变化的初始值与同时变化的电枢交流电流基波分量的比值称次暂态电抗,与直轴分量相对应的称直轴次暂态电抗 x_d'' ,与交轴分量相对应的称交轴次暂态电抗 x_q'' 。 x_d'' 等于电枢漏抗加上由直轴电枢反应电抗、励磁绕组漏抗和直轴阻尼绕组漏抗三者并联组成的电抗。 x_q'' 等于电枢漏抗加上由交轴电枢反应电抗和交轴阻尼绕组漏抗两者并联组成的电抗。 x_q'' 约等于 $(1.0 \sim 1.1) x_d''$ 。 x_d'' 越小,短路冲击电流越大,作用于电枢绕组端部的力和作用于转轴轴颈的电磁转矩也越大,发电机承担不平衡负载的份额也越大。中国国家标准规定 x_d'' 不小于 0.1。

暂态电抗 也称瞬态(变)电抗。同步发电机在额定转速下运行,电枢电压发生突变时,如出线端三相短路,在不考虑开始几周内由阻尼绕组引起的快速衰减部分后,由总磁链产生的电枢交流电压基波分量初始值与同时变化的电枢交流电流基波分量的比值称为暂态电抗,与直轴分量相对应的称直轴暂态电抗 x_d' ,与交轴分量相对应的称交轴暂态电抗 x_q' 。 x_d' 等于电枢漏抗加上由直轴电枢反应电抗和励磁绕组漏抗两者并联组成的电抗。 x_q' 等于电枢漏抗加上交轴电枢反应电抗,即等于交轴同步电抗 x_q 。暂态电抗主要用于较长的电磁暂态过程的计算。暂态电抗越小,则发电机的动态稳定功率极限越大,负载突然变动时的电压变化越小。

正序电抗 (x_1) 发电机在额定转速下运行时,由额定频率正序电枢电流所引起的正序电枢电压的无功基波分量与该电流之比。 x_d 、 x_q 、 x_d' 、 x_q' 、 x_d'' 及 x_q'' 均为对应于稳态、暂态和次暂态过程的正序电抗。

负序电抗 (x_2) 发电机在额定转速下运行时,由额定频率正弦负序电枢电流所引起的负序电枢电压的无功基波分量与该电流之比。 x_2 与转子的型式及结构有关,并随发电机的运行状态不同而变化,实际应用时一般按 $x_2 = (x_d'' + x_q'') / 2$ 计算已能满足要求。

零序电抗 (x_0) 发电机在额定转速下运行时,由额定频率零序电枢电流所引起的零序电枢电压的无功基波分量与该电流之比。定子绕组的绕法对 x_0 的影响很大。当采用 2/3 节距双层绕组时 x_0 最小。零序电流在三相绕组中产生的磁动势在时间上同相而在空间上差 120° ,因此总和为零,即不产生电枢反应。所以 x_0 比电枢漏抗还小,其标么值一般在 $0.05 \sim 0.12$ 之间。

• 726 •

to: ping fadidianji dingz

透平发电机定子 (turbogenerator stator)

透平发电机本体的静止部分,又称静子,是透平发电机的关键部件之一。它由导磁的定子铁芯、导电的定子绕组以及固定铁芯和绕组并形成冷却介质通道的机座结构(包括机座、端盖、铁芯压圈、固定绕组的绝缘支架、槽楔等)三部分组成(参见彩图插页第 31 页 61 图及 62 图)。

定子铁芯 铁芯呈圆筒状,在内圆的周向均匀分布齿和槽,在槽部嵌入定子线圈。其齿部和轭部与定、转子之间的气隙以及转子本体组成闭合磁路,使转子励磁绕组通电后产生的旋转磁场切割定子线棒,感应出交流电动势,并发出电力。

定子铁芯主要包括由硅钢片叠装成的铁芯本体,用以压紧铁芯齿部和轭部的齿压板(或压指)和端部压圈,以及防止铁芯周向移动而固定在定子机座内圆的定位筋(参见彩图插页第 32 页 65 图)。有些公司把定位筋兼作铁芯轴向拉紧螺杆,伸出压圈的两端用螺帽拧紧,使铁芯组成圆筒状的紧密整体。对大容量发电机的定子铁芯,通常还设有穿过铁芯轭部冲孔,周向均布的拉紧螺杆使铁芯轭部和齿部受压均匀,防止轭部和齿部松动以及断齿等故障。螺杆要与铁芯绝缘。

铁芯冲片采用高导磁、低损耗的 0.5 mm 厚冷轧不取向的电工硅钢片;大型发电机也有用 0.35 mm 厚取向的冷轧硅钢片。如采用取向硅钢片,轭部磁路宜设计成顺轧制方向,使铁损耗和励磁安匝最小。小型定子冲片可以整块冲成圆环后再冲槽;当铁芯外径大于 1 m 时,每层钢片由若干扇形片组成,扇形片用复式冲模一次成形。冲片边缘经砂轮或砂带去毛,使残剩冲片上的毛刺在 0.01 mm 以内,以免造成片间短路或损坏线棒绝缘。冲片间有绝缘,以防止片间有涡流。优质硅钢片原有无机性磷酸盐覆盖层(一般单边厚 0.025~0.050 mm),在冲剪去毛后,需经自动涂漆机涂 1~2 层有机或无机漆(一般单面厚 0.01 mm 以内)。铁芯一般沿轴向分段,每段厚 30~60 mm,段间有扇形风道片组成的宽 3~10 mm 的径向风道,以加强铁芯冷却。在每段铁芯中间压入一层厚 0.2 mm 左右的绝缘垫片,避免片间绝缘破坏时局部故障的扩大,使铁芯局部过热而烧毁。按设计要求,在相应铁芯段的齿、轭部埋入预制的热电偶或电阻测温元件。

为减少端部损耗和发热,定子铁芯两端的压圈和齿压板或压指一般选用反磁钢或非磁性球墨铸铁。齿压板也有用黄铜铸件的。大型发电机的铁芯端部还有电磁屏蔽措施,进一步降低端部损耗和温升。

定子绕组 又名电枢绕组。一般采用三相双层距分布绕组,每相绕组由若干线圈串联而成,同一线圈

的两个线圈边相隔一定节距,其节距小于极距。每个槽中各有一个上层和下层线圈边。这类绕组的优点是:可选择有利的节距以改善磁动势和电动势波形;端部的排列便于嵌装和固定(对大容量电机来说,这一点尤为重要);每个线圈的尺寸相同,便于加工和更换。

除6 MW及以下的小型发电机每个线圈可由2~3匝组成外,其他均为单匝的线圈。300 MW及以上的大容量发电机相电流较大时,每相绕组可由两个支路并联组成。

(1) 定子线棒:线圈由两个嵌在槽内的半组式线圈组成,在端部线鼻处用对接焊或并头套焊接成一个整线圈。每个线圈通常由双排多股绝缘扁导线通过换位编织而成。槽内换位有 360° 和 540° 两种。小容量定子有采用半闭口槽的,线棒从定子一端穿入槽内,再在端部进行焊接,端部线棒和定子轴线呈 90° 。大部分定子均用开口槽,线棒嵌入槽内,再在端部进行焊接,端部线棒被压成篮式渐开线,与定子轴线之间的夹角一般在 $20^\circ\sim 30^\circ$ 之间。

线棒剖面大致有下列三种典型形式:①由多股扁铜线组成通电截面(图1, a),扁铜线外包以厚约0.15mm的股间绝缘,以减少涡流损耗,用于气体外冷绕组;②由绝缘扁铜线和空心裸扁铜线组成通电截面(图1, b),其空心部分通水,用于水内冷绕组;③由扁铜线和空心裸不锈钢管组成(图1, c),其中铜线通电,不锈钢管通氢或空气,用于气体内冷绕组。

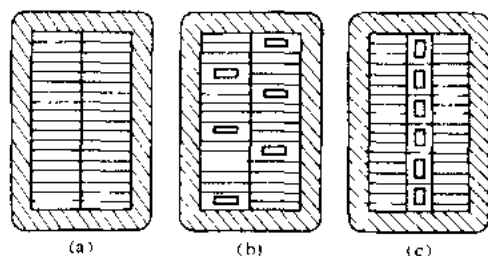


图1 定子线棒截面

(2) 定子绕组绝缘:40年代末,美国西屋(WH)公司研制成不饱和聚酯树脂云母取代沥青云母作为定子绕组主绝缘,不久美国通用电气(GE)公司采用环氧树脂取代聚酯树脂。中国从60年代初开始采用桐油酸酐(TOA)环氧树脂作为定子绕组绝缘材料的黏合剂,80年代初又研究出桐马(tung-maleic)绝缘,即双酚A环氧以马来酰亚胺桐油酸酐为固化剂的耐高温黏合剂,其最高许可温度可达 155°C ,属F级绝缘,已在一些透平发电机中采用。现在国内外大型发电机的定子绕组普遍采用以环氧树脂为黏合剂的粉云母带作为主绝缘。绝缘工艺有两种:①少胶浸渍式,线棒采用少胶粉云母带包扎后进行抽真空加压浸渍(VPI);

②多胶模压式,线棒采用多胶粉云母带包扎后加热模压固化成型。

在中国,发电机的定子线棒已普遍采用以玻璃丝带补强的粉云母多胶带,并以环氧树脂作黏合剂,然后在蒸汽加热成型模上逐根压成型,属B级或F级绝缘,耐温 130°C 及 155°C 。F级绝缘按B级绝缘温升考核,以提高使用寿命。

在线棒的直线部分和端部按防晕结构要求涂不同电阻率的半导体漆,或在主绝缘外加包一层不同电阻率的半导体带,并与主绝缘一并热压成型,或在线棒热压后边包边刷一层不同电阻率的半导体材料,以组成线棒表面防晕结构,提高其起晕电压和运行中不起晕和减少电腐蚀。

(3) 绕组的固定结构:一是槽部固定。小型机组定子采用图2(a)所示的固定结构,中、大容量定子采用图2(b)、(c)所示的结构,其特点为:①采用浸过

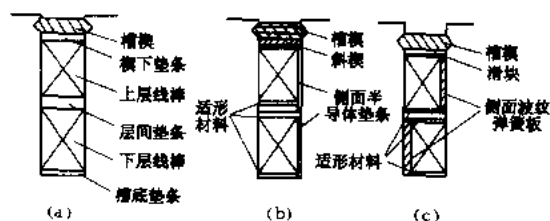


图2 槽部固定结构

树脂漆的聚酯纤维热固性适形材料填补层间和槽底的不平整,保证彼此接触良好;②采用侧面半导体垫条或半导体波形弹簧板或楔下波形弹簧板,保证线棒侧面紧固度,防止其径向和切向振动位移导致磨损和腐蚀;③采用分半斜楔式槽楔,便于打紧槽楔,保证线棒径向固定。再是端部固定。小容量电机采用铸黄铜支架座、环氧玻璃布板绝缘支架以及端箍组成,固定在定子端部铁芯压圈上的锥体托架,作为线圈端部固定的基础(参见彩图插页第32页65图)。中、大型定子则在上、下层线棒相继安装中,用层间端箍、间隔垫片、适形材料、绝缘压板、反磁钢或黄铜螺杆、螺帽、浸透树脂的无纬带等固定,组成绑扎、压板和端箍复合式固定结构,最后浇漆处理,加热固化,使端部形成坚实的整体。中、小型机组定子端部用经过浸渍处理的无纬玻璃丝绳、涤纶套玻璃丝绳、涤纶带或棉纱绳绑在端箍上。

大型机组氢冷式定子绕组轴向长达10 m多,运行温度高,热膨胀造成的轴向位移大,因此端部与机座之间采用挠性支架或弹簧板固定,以防止线棒受热应力过大。

定子机座 是用于支持定子铁芯和定子绕组的结构件。它须承受定子制造加工、运输起吊时重力所引起的应力,还承受正常运行和突然短路故障时的振动应



力以及电磁转矩,它由二端机盖、环形中隔板、外罩板、通风道、支撑件等焊接而成,要求有足够的强度和刚度,使之不会发生有害的变形。在设计时应考虑机座的自然振动频率在铁芯倍频振动频率的 $\pm 20\%$ 以外。对容量为300 MW及以上的发电机,机座和定子铁芯之间一般采用弹簧板隔振结构(见机座隔振),以免过大的电磁振动和冲击式电磁转矩传到基础,造成有害影响,同时可避免振动噪声过大。为减小运输尺寸和质量,容量为600 MW及以上的定子也有采用内外机座立式弹簧板联结的。内机座由隔板、T型梁、定位筋靠板焊成,加工后可装定位筋、压装铁芯和嵌线,再在现场穿入外机座,安装成一体。对氢冷发电机,定子还要考虑密封和防爆要求。机座焊接退火后,两端用盖板封住,进行气密和水压试验。

对铁芯氢冷的中、大型定子,则采用长机座结构(参见彩图插页第32页64图),并采用端盖轴承。此时端盖由厚钢板焊接而成,分上、下两半,有足够的强度和刚度,以支持转子、轴承和轴端油密封等的重量,以及承受最大氢气压力而不发生超过允许的变形。铁芯空冷的定子因无气密和防爆要求,可采用短机座结构,并采用座式轴承和铸铝或钢板焊接的端盖。端盖上装有有机玻璃视察窗,运行中可对内窥视。

tuānpíng fādiànqī dìnggōnglǜ

透平发电机额定功率 (turbogenerator rated power)

透平发电机符合于定额的输出功率,也称额定出力(rated output)或额定容量(rated capacity)。交流发电机的额定功率是指额定功率因数时发电机端的视在功率,用 $kV \cdot A$ 或 $MV \cdot A$ 连同功率因数表示;也可以是发电机端的有功功率,用 kW 或 MW 连同功率因数表示。所谓定额是指由制造厂对发电机规定的、并在铭牌上标明的全部电气量和机械量的数值以及运行的持续时间(如无特殊规定,一般是指不受时间限制)和工作条件。在透平发电机的铭牌上应标明这些额定数值:额定频率、额定功率、额定电压、额定电流、额定功率因数、额定励磁电压、额定励磁电流和额定转速。对冷却介质条件也要提出规定值,如氢气的额定工作压力及最高允许压力、冷却水温度等。

中国国家标准规定,当透平发电机的功率因数为额定值,其电压与额定值偏差不超过 $\pm 5\%$,且其频率与额定值偏差不超过 $\pm 2\%$ 时,应能连续输出额定功率。

关于透平发电机与汽轮机的容量匹配,大多数国家对透平发电机的额定有功功率取与汽轮机的额定出力相等的数值,而美国对火电厂的透平发电机的额定有功功率取与汽轮机的最大计算出力(即进汽阀全开、

超压5%时的出力)相匹配。

燃气轮发电机的额定功率是指额定频率、额定电压和额定功率因数以及一次冷却介质温度为 $40^\circ C$,电机的温升或温度不超过规定值时,发电机出线端的有效连续视在功率。当现场运行时,一次冷却介质的实际温度不等于 $40^\circ C$ 时,其允许温度及温升值可按规定修正,此时容量称为基本容量。

tuānpíng fādiànqī gùzhàng

透平发电机故障 (turbo-generator failure)

透平发电机(以下简称发电机)在运行中或在预防性试验中发生或发现的严重问题,不能继续运行,必须进行修理或更换部件的事件。发电机的故障常根据其发生部位区分为定子部分故障、转子部分故障以及氢、油、水、励磁等辅助系统故障三大类。

定子部分故障 主要有定子绕组绝缘故障(匝间、相间或接地短路)、定子铁芯故障、水冷定子漏水及空心绕组局部阻塞等几种。

定子绕组绝缘故障 运行中或预防性试验时定子绕组绝缘击穿,击穿后会发展成匝间短路、相间短路或接地短路,甚至烧坏铁芯。起因:①较长时间超限运行、发电机运行年限较长绝缘老化;②某种原因引起局部过热;③外来过电压的冲击;④外部短路或非同期合闸的过电流冲击;⑤制造工艺不良(如定子绕组层间垫条固定不紧发生振动导致绝缘磨损,下线前槽中清理不净遗留金属物刺破绝缘、定子绕组端部绕组固定不紧产生振动)等。技术措施:①结合大修或定期检修,对定子绕组进行预防性试验或通过专用仪器进行绝缘分析;②严格制造工艺质量标准,如加固层间垫条、打紧槽楔、加强绕组端部整体性、绕组端部的自然频率避开基频和倍频;③装设灵敏度较高的发电机定子内部短路保护等。

绕组线棒接头开焊 定子绕组线棒接头开焊,会引起某一支绕组断开或断相故障,故障电弧会损坏绝缘,引起相间短路或对地短路,严重损坏发电机,防止措施是在制造或大修时用大电流测压降或涡流探测仪来检测接头质量。如发现某些接头电阻偏大或通大电流时发热严重,则证明接头焊接质量不良,应及时处理,以免在运行中发生开焊事故。

水冷定子漏水 漏水大多是由于端部聚四氟乙烯引水管和接头质量差,材质老化,或固定不当在运行中磨破而引起,少数是因空心铜线有砂眼或裂缝造成漏水。防止措施是加强原材料检查,选用优质材料,提高工艺水平并严格检修制度。

空心导线局部堵塞 堵塞引起局部定子绕组过热,烧坏绝缘。该类型故障在大机组运行中曾有发生,



造成原因：①机组安装检修过程中未切实采取措施防止外界异物进入内冷水系统，尤其是进入滤网后面的定子绕组冷却水管；②通水滤网损坏，金属和棉絮断头及水管路密封用橡皮床老化碎裂冲入水系统；③定冷水水质不良，内有空气，空心导线内壁产生氧化铜将管子堵塞。防止措施是：①采用密封水系统，并严格监督定冷水水质（pH 值等）和水温；②定期检查和更换水滤网，禁止使用钢丝编织滤网，确保定冷水滤网处于完好状态；③机组大修时水冷系统实施反冲洗。

定子铁芯故障 定子的有效铁芯在机组整个运行期间应具有规定的机械、磁和电的特性。当有效铁芯的齿或齿高部位的绝缘损坏或摩擦、碰撞造成并齿现象时，就形成电流闭合回路，在磁场作用下将形成涡流，该电流大小及产生的热耗与回路的有效电阻有关，可能达到很高的温度，发展成定子绕组绝缘破坏、接地短路，甚至有效铁芯局部熔化的严重事故。

引起铁芯间绝缘损坏和短路的原因有：①硅钢片冲压加工面边缘及定子绕组下线前锉过的铁芯扇形片边缘等出现的毛边引起的齿表面短路；②铁芯压装不紧引起叠片振动和片间绝缘破坏；③压装时采用压力不当，使片间绝缘破坏；④发电机出现接地故障时，因接地电容电流和持续时间超过一定数值亦可能伴现出定子铁芯烧损事故。防范措施：①严格铁芯加工工艺；②大容量发电机中性点经电抗接地，限制单相接地电容电流；③装设 100% 的定子接地保护，带时限动作于信号或跳闸；④必要时（如机组运行 15 年以上）进行定子铁芯试验，及时检查出定子铁芯的局部过热。

转子部分故障 主要有负序电流烧坏转子、机组主轴磁化、转子匝间短路、氢冷发电机转子通风孔堵塞、转子绕组直接水冷发电机转子漏水和滑环磨损产生沟槽等。

负序电流烧坏转子 发电机三相电流不平衡，会在定子绕组中产生负序电流，并在发电机的气隙中产生负序旋转磁场。该磁场以同步转速朝着和转子相反的方向，以两倍同步转速切割转子的励磁绕组，在转子本体表面、槽楔及阻尼绕组感应出两倍频率的电动势和电流。这些感应电流经过转子上的小齿和槽楔之间的接触面、护环与转子本体的嵌装面、转子端部阻尼环等形成通路，在接触电阻较大之处，会产生局部过热。负序电流过大会烧坏护环、小齿或槽楔以及转子本体。

产生发电机三相电流不平衡的原因有：①电力系统非全相运行（例如：发电机出口端或发电机变压器组单元制接线高压侧发生断线、断路器非全相跳闸等）；②系统中单相负荷（如电气机车、冶炼厂、电炉等）分配不均；③发电机或电力系统发生不对称短路故障；④

输电线路采用单相重合闸等，都会产生短时负序电流。

发电机设计制造时要考虑能承受一定的负序电流的能力，限制发电机承受负序能力的主要因素是转子上各部分（转子本体、护环、槽楔、阻尼条、绕组）各种金属材料允许的最高温度。发电机转子长期及短时承受负序电流的能力与发电机容量及冷却方式等有关。一般在订货时均做了要求：

长期承受负序电流能力用： I_2 （负序） I_n （额定） $=0.08\sim0.1$ 。

短时承受负序电流能力用： $I_2^2 t = 7\sim30$ （ I_n 标么值）。

机组主轴磁化、轴电压及退磁 发电机运行中存在轴电压，如原有绝缘隔离措施失效，可能产生较大的轴电流，使主轴和机组其他部件磁化。发电机产生轴电压的原因和对策大致有：①正常运行时，汽轮机低压缸叶片和蒸汽摩擦产生的静电电荷在转子与接地板板之间产生轴电压，通常在发电机与汽轮机联轴器附近的汽轮机侧装设接地电刷，以便释放轴上的静电电荷使轴电压限制在允许的数值之内（ $<20V$ ）；②静态励磁系统中，施加发电机转子绕组上的脉冲电压，在由分布电感、电容和电阻组成的转子等值电路中，由于电磁感应应在轴上产生的电压。对此，除仍然保持发电机转子汽轮机侧轴上的常规接地电刷外，在发电机转子滑环侧轴上再安装一电刷，它经过一组无源的 RC 电路接地，R 值约为 500Ω ，电容值约为 $10\mu F$ ，此数值足以将电流限制到几个毫安，防止建立直流电势，有效防止静态励磁脉冲电压感应产生有害的轴电压；③当转子绕组发生不对称匝间短路或接地、定转子气隙不对称（如转子偏心）等因素产生磁不对称引起轴向磁通。轴向磁通经过转轴、两端轴颈与轴承座及基础台板构成回路，也会感应轴电压。

当轴承油膜被破坏或汽轮机动静部分摩擦，则轴电压将通过发电机汽轮机转子轴、轴承油膜被破坏的轴瓦（或汽轮机动静摩擦处）及基础形成闭合回路。上述部件流过轴电流，当电流密度超过 $0.2 A/cm^2$ 就会引起轴颈表面和轴瓦乌金的电烧伤，从而导致机组严重损害。上述部件流过电流后转子将被磁化。防止、消除磁化的措施：①查明较大轴电流产生原因并消除；②对被磁化的部件予以退磁；③恢复和改进绝缘隔离；④经常性检查主轴通过接地电刷与地的连接状况；⑤监视轴电流大小；⑥定检时测定轴承对地的绝缘等。

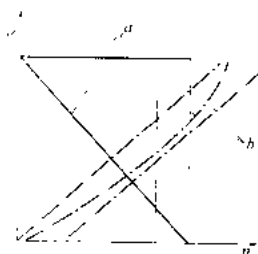
转子护环因裂纹导致断裂 转子护环裂纹性质及起因：①应力腐蚀裂纹。转子端部绕组不平衡离心力产生的附加应力，护环内外部表面的残余应力，护环热套嵌装面过渡圆角处的应力等使护环局部的应力高于设计值。②氢致裂纹。静态拉应力与介质共同作用下，护

环钢在阴极区吸收氢原子致脆而产生。氢致裂纹的萌生和扩展与氢介质的相对湿度直接有关。③水冷转子长期微漏造成应力裂纹等。防止护环开裂的技术措施：①选用抗应力腐蚀和氢脆能力较好、有较高冲击韧性和断裂韧性的新材料，加大护环嵌装而过渡圆角曲率半径，控制护环附件的残余应力等。②严格控制机内冷却介质的湿度。在额定氢压下，氢气湿度不大于 4 g/m^3 ，补充的氢气经过高效氢气干燥装置，严防密封油带水进入机内，防止定子冷却水回路、氢冷却器和密封油冷却器的泄漏将水带入，在机组起、停过程中对发电机水冷系统的水温度亦要严格控制。③按发电机大修周期，抽转子对护环进行金属探伤检查，及时发现隐患。

转子绕组接地故障 转子绕组接地故障的原因：①转子绕组过热绝缘损坏；②转子绕组至滑环的引线、刷架螺丝绝缘损坏，励磁机故障接地；③制造工艺不良形成的局部缺陷，或运输过程中绝缘受潮。

发电机转子绕组一点接地后，①对于中小发电机，当其结构不存在其他缺陷且不会导致故障继续发展时，可保持短期继续运行。但必须看到，转子绕组一点接地对发电机运行极为不利，当绕组内部或转子外回路发生另一点接地，即将部分线匝短路形成环流，在接地点处造成转子大轴烧损，并导致转子本体严重磁化，同时，因部分线匝短路而造成磁路不对称，引起转子振动增大。②对于大型发电机，大轴烧损，剧烈振动，严重磁化均会产生严重后果，一般均装设转子一点接地保护，直接动作跳闸。

接地故障的类型及鉴别：转子绕组接地故障是指绕组回路的某一部分已失去绝缘性能，即与转子本体间的绝缘电阻为零或保持低电阻接触（ $\leq 2 \text{ k}\Omega$ ）。按接地的程度可分为金属性接地（ $\leq 0.5 \text{ k}\Omega$ ）和非金属性接地（ $\leq 2 \text{ k}\Omega$ ）。按接地的稳定性又分为稳定性和非稳定性接地。前者，绕组的绝缘电阻基本恒定，这种故障较易查找和处理，后者又可分为：①高转速接地。发电机转子静止时绝缘电阻 R 正常，随转速 n 升高，绝缘电阻数值逐渐降低或达到某转速时突然降至最低值（如图曲线 a 所示），这是转子高速转动时，在离心力作用下绕组被压向护环和槽楔，故障点多发生在槽楔和护环下的线匝上。②低转速接地。即发电机静止或低速时绝缘电阻降至最低值，随转速上升又逐渐增大或在转速升至某一数值时突然增至正常范围，此种故障点多发生在槽的



不稳定接地的
几种类型曲线

底部的线匝上（如图曲线 b）。③随温度变化的接地：随发电机负荷增加，绝缘电阻逐渐下降至最低值。此种故障多在转子绕组两端，这是因为负荷增长，绕组温度增高后沿轴向两端膨胀，导致绕组端部线圈与中心环接触。

转子绕组接地故障的检查和试验：①转子回路发生接地故障时，应首先对转子绕组外部连接回路进行检查，依法排除外部回路接地可能性以后，再检查转子绕组本身的接地故障部位。如故障属于不稳定接地，则可通过隔离变压器，限流电阻等外加工频交流电源烧穿的方法，使其变为稳定性接地，与转速有关的转子绕组不稳定接地，可在接地电阻达最小值的状态下进行烧穿，在转子绕组已稳定接地后即进一步测定接地点位置。②在未拔下转子两端护环前，常用电压表法初步判定绕组接地点位置及接地电阻数值，在发电机静止或转动状态下均可进行测量：在转子绕组两端滑环上施加直流电压，用电压表测量正、负滑环间电压 u 、正、负滑环对地电压 u_1 及 u_2 ，接地点的接地电阻（ R_g ），则由 $R_g = R_v [U / (U_1 + U_2) - 1]$ （ R_v 电压表内阻， Ω ）如金属性接地 $R_g = 0$ ，则可由 U_1 、 U_2 值算出接地点对正、负滑环大致距离或占转子绕组总长的百分比。

$$L_+ = U_1 / (U_1 + U_2) \times 100\%$$

$$L_- = U_2 / (U_1 + U_2) \times 100\%$$

转子匝间短路 转子绕组匝间绝缘损坏，使匝与匝间短路。转子绕组存在匝间短路常常导致发电机无功功率下降，轴承振动增大，使转子磁化，严重者还将烧伤轴颈和轴瓦，对机组本身的安全稳定运行构成很大威胁。产生匝间短路的原因：①制造工艺方面：端部绕组固定不当，垫块松动，发电机运行中由于铜、铁温差引起的绕组相对位移，而设计上未采取相应措施；绕组铜导线加工成形未严格倒角，去毛刺；端部拐角及绕组整形不规范；匝间绝缘垫片垫偏，漏垫或堵孔（通风孔）；绕组导线焊接头整形不良；出厂时或大修中清理不净，槽内或端部留有铜焊渣、银焊碎粒等金属物等。②运行方面：投运时间较长，转子绕组发生热变形，匝间绝缘或垫条破裂、错位而造成匝间短路。氢冷机组由于通风孔局部堵塞、水冷机组绕组某支路水路局部堵塞等原因造成局部过热，匝间绝缘老化，甚至烧焦炭化造成匝间短路。

检查判断匝间短路有以下方法：①感应电势向量法：抽出转子，在绕组两端加低压交流电源，用开口变压器逐槽测量其感应电势和相角，并绘制电势向量图，与正常槽电势比较，如相角大于 60° 而幅值小于 50% ，且同一线圈的两槽结果一致，则可确定有匝间短路；②交流阻抗法：将转子放入定子膛内，起动机测量从零转速至额定转速的电流、电压和功率（每隔



200 r/min测一次),然后算出交流阻抗值和功率值,一般来说每隔200 r/min测一点,两点之间交流阻抗值变化率不应大于2%,否则需引起重视;亦可以在靠近发电机定子绕组中性点的一个线棒的槽楔下埋设一根小导线,或者特制一探测线圈埋置在定子线槽楔中,引出机外接到示波器上,观察波形以判断是否有匝间短路。若磁通变化率的波形不对称,包络线有畸变,则说明与畸变处相对应的槽内存在匝间短路。

氢冷发电机转子通风孔堵塞 氢内冷发电机转子采用气隙取气斜流通风式的通风孔,因某种原因被堵塞,风速降低,造成局部过热。通风孔堵塞原因:①制造质量不良,如铜线或槽楔漏铣孔,通风孔中有杂物,转子槽楔下垫条材质较脆,运行中易破裂等,引起通风孔堵塞;②设计和工艺不当,有的机侧侧面铣孔,冷却效果差,易被杂物堵塞;③运行一段时间后导线变形,通风孔错位,风路堵塞。消除通风孔堵塞的措施:①提高制造工艺水平,加强质量检查;②下线前清除槽中杂物和金属屑,应在密封的工作间下线,保持环境干净,下线后应逐槽逐孔进行吹风试验,测量风速或流量;③新机安装时和运行后大修期间也应进行吹风试验。

转子绕组直接水冷发电机转子漏水 此类发电机转子漏水将引起发电机定子绕组接地或相间短路和转子烧损等重大事故。漏水的部位、种类及原因:①转子绕组引水导线拐角断裂漏水:在早期的水冷机组上较为普遍存在,运转中的引水拐角由于离心力作用产生径向位移使引水拐角产生一不变的静应力,与此同时,转子由于自重的作用会产生静挠度,当引水拐角位于转子垂直正上方或正下方时,因静挠度产生的径向和轴向相对位移绝对值最大,但方向相反,即拐角还受一个与转速一致的交变应力,这两种应力的合成应力是导致引水拐角疲劳断裂的主要原因。改进措施:用不锈钢拐角替代原铜拐角,以增加拐角机械强度,并同时解决不锈钢与铜导线的对接焊接工艺。②转子绕组绝缘引水管断裂,转子绕组多采用复合绝缘引水管,外层为丁腈橡胶,里层为聚四氟乙烯,由于使用年限超限(一般寿命为两年)或装配工艺不良引起引水管断裂。改进措施:提高复合管的耐水压及抗扭曲的机械性能,使用年限不宜超过两年,装配时确保工艺质量,装配后用内窥镜对内壁进行检查,不得有裂纹、皱裂、扭曲变形和堵塞。亦有引进国外技术,用铜丝编织绝缘引水管替代复合绝缘引水管。③其他:如转子空心导线断裂,转子进水箱环周向密封盖漏水等,可通过改进设计工艺来解决。

滑环磨损产生沟槽 对有刷励磁的发电机转子滑环常因电刷品牌配置不当,维护不良,各电刷均流不平衡等造成滑环磨损(包括电蚀),加剧滑环起沟和环火

等现象。更换新牌号电刷须研究其特性,要有试用阶段,装设时要使贴面吻合。滑环表面的保护膜应爱护,不得用砂皮磨去。沟槽严重应予车削,但要注意车削限量,避免过早报废。

辅助系统故障 主要是励磁系统和氢、水、油系统的故障。

励磁系统故障 励磁系统的常见故障形式是低励(励磁电流低于静稳定极限所对应的励磁电流)和失磁(完全失去励磁),约占发电机各类故障的50%以上。特别是大型机组,励磁系统的环节比较多,更增加了上述故障的机会。采用直流励磁机励磁系统时,励磁电源是与同步发电机同轴旋转的直流励磁机,经常发生的故障是电刷冒火、滑环和整流子磨损较快、励磁整流子开焊等。对大容量发电机来说,广泛采用交流励磁经整流后供给转子绕组。交流励磁电源可为同轴发电机或接自机端的励磁变压器,也有采用在主发电机定子特定槽内嵌入交流绕组的方法,交流电源通过自动励磁调节装置及整流装置为可控直流电源输送到转子绕组中,按照直流送入转子的方式又分静态励磁及旋转励磁。对静态励磁,整流器为静止的可控性整流元件,必须通过转子集电环及电刷,才能将整流器的输出端与转子绕组连接起来。旋转励磁则由同轴交流主励磁机输出端直接与旋转硅整流装置连接,整流器的直流出线与发电机转子绕组相连。常见故障:励磁回路一次电源回路(包括交流主励磁机、副励磁机、励磁变压器等)故障;整流回路,如整流柜、冷却风机故障(其作用是保证整流柜大功率硅元件正常运行时散热)、可控硅元件故障、旋转励磁整流器熔丝熔断;控制部分AVR装置模块故障、调节特性失灵以及连接电缆及集电环等的故障。为了防止故障波及范围扩大,应装设失磁保护。

氢气系统故障 常见故障是漏氢和机内氢气湿度过大。漏氢的危害:①机内氢压不能保持额定值,影响冷却效果,不能满出力运行;②耗氢过多,增加生产成本;③漏氢与空气混合形成易爆炸性气体,当碰到火星有可能发生氢爆,造成发电机损坏。

漏氢一般发生在端罩与机座或端盖的结合面、气体冷却器、引出线的瓷套管、循环密封油系统、氢气管道连接处。漏氢原因主要是制造加工质量不高,结合面工艺粗糙,密封设计、安装水平及检修工艺不良等。

机内氢气湿度过高会造成绕组绝缘水平降低,转子护环应力腐蚀发生氢脆。湿度增加的原因:①漏水。如机内冷定子导线泄漏、氢冷器渗漏水,密封油冷却器泄漏等,②补氢时带入水分。因此应及时分析原因,消除缺陷,并对氢冷机组采取补充干燥氢气、控制冷却温度等有效措施降低进氢湿度。

水系统故障 发生在用水直接冷却定子绕组或转子绕组的系统。主要故障：①外部水系统断水，其原因有工作水泵故障，备用水泵未能自动投入；水系统中吸入空气造成水路堵塞；工作人员误操作，外部供水中断；②因异物进入水回路或水质恶化，冷却水PH值较低，呈弱酸性，绕组空心导线加速氧化腐蚀，氧化铜沉淀物堵塞冷却水流。防止措施：①冷却水常用、备用回路定期切换校验；②定期检查水回路内的滤网，以防止滤网一旦破裂使异物进入水回路；③严格控制内冷水的水质，定期分析定冷水水质，使其符合规程标准，即不添加缓冲剂时 $\text{pH} > 7.6 (25^\circ\text{C})$ ，添加缓冲剂时 $\text{pH} > 6.8 (25^\circ\text{C})$ 。

油系统故障 最严重的故障是断油烧损轴瓦，破坏差压阀和平衡阀工作，造成发电机严重漏氢。防止油系统断油的措施是：①油系统中的元、部件质量良好；②油泵电源要可靠；③装设备用油箱（事故油箱）等。

taoping fadiangji jidian baohu

透平发电机继电保护 (turbogenerator relay protection)

透平发电机发生故障或异常运行时给有关断路器和自动装置发出指令，使发电机与电力系统解列或使机组全停，或发出信号和报警的自动化技术和设施。用以保障机组的安全和防止故障范围的扩大。

透平发电机的故障有短路和接地，异常运行有过负荷、过电压、失磁、失步等。都相应的设短路保护、接地保护、异常运行保护和某些辅助保护。常见的保护装置列于表中。各类保护装置的配置取决于发电机的容量、型式、励磁方式和冷却方式以及发电厂电气主接线等，也取决于保护装置的检测手段和构成方式。图1为示例。对于小机组，保护装置及其配置则要作相应的简化。

继电保护装置已经过电磁型（包括感应型）、分立

透平发电机继电保护装置表

图中编号	保 护 名 称	出 口 动 作 对 象				
		全 停	解列灭磁	解 列	母线解列	信 号
短 路 保 护						
1	发电机差动保护	✓				✓
2	发电机变压器组差动保护	✓				✓
3	高压厂用变压器差动保护	✓				✓
4	发电机匝间短路保护	✓				✓
后 备 保 护						
5	复合电流速断保护		✓			✓
6	阻抗保护		✓		✓	✓
7	升压变压器高压侧零序保护		✓			✓
接 地 保 护						
8	定子一点接地保护		△			✓
9	励磁回路一点接地保护		△			✓
10	励磁回路两点接地保护	✓				✓
异 常 运 行 保 护						
11	对称过负荷保护		✓			✓
12	不对称过负荷保护		✓			✓
13	励磁回路过负荷保护		✓			✓
14	失磁保护					✓
15	过电压保护		✓	✓		✓
16	逆功率保护		✓			✓
17	非全相运行保护					✓
18	失步保护			✓		✓
19	低频保护		✓	✓		✓
辅 助 保 护						
20	断路器失灵保护					✓
21	电流回路断线保护					✓
22	电压回路断线保护					✓

注：✓—表示动作；△—表示出口回路可以切换到该状态。

晶体管型、整流型、集成电路型和微机型等几个发展阶段。当前,后两种逐步得到广泛应用。

对发电机定子短路,一般配置快速的主保护和带

发电机,一般装设发电机差动保护;②对发电机升压变压器组,还要增加变压器差动保护、高压侧阻抗保护及瓦斯保护。定子绕组匝间短路,也对发电机危害极大,

故对中、大型透平发电机的定子绕组还配置匝间短路保护。

发电机差动保护 差动保护装置,一般按环流法接线,即发电机每相绕组的中性点侧和引出线侧的电流互感器二次回路串联,在正常情况下和发电机外部短路时,只在装置的差回路内流过不大的不平衡电流,装置不动作。但在发电机内部短路时,在差回路中流过两侧电流之和,装置动作。为了提高灵敏性,差动保护正常在差动回路中接入速饱和变流器和采用比率制动特性等措施。

发电机变压器组差动保护 与变压器差动保护原理相同(见输电与配电卷变压器保护),但升压变压器低压侧的电流互感器改接在发电机

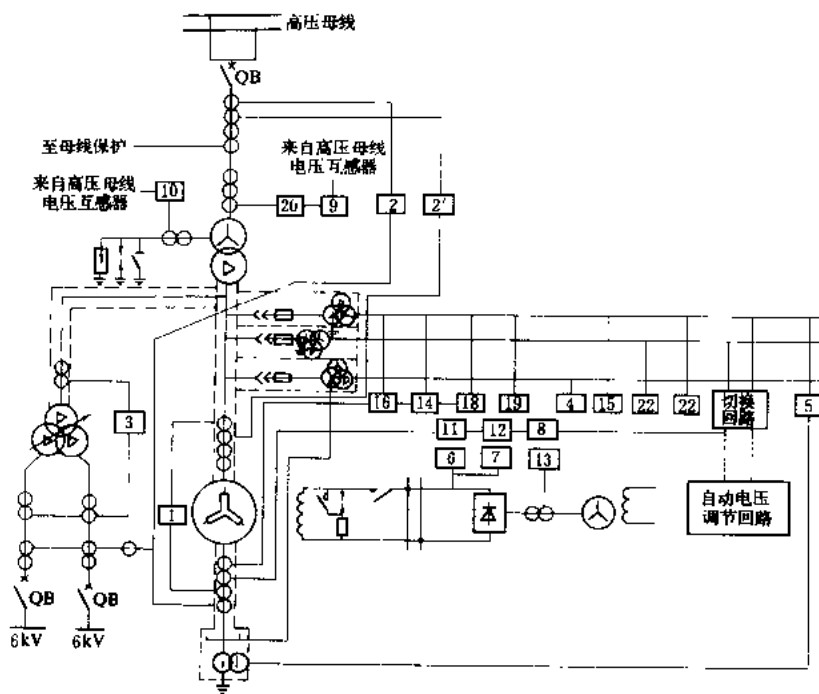


图1 大型透平发电机变压器组继电保护配置图

延时的后备保护,而对大机组,则配置双重快速保护,动作于机组(包括汽轮机)全停。

对发电机的接地,一般配置定子接地保护和励磁回路一点接地保护,动作于信号或机组解列灭磁。对于中小型机组,还装设励磁回路两点接地保护,动作于机组全停。

对发电机的异常运行,一般配置过负荷保护、过电压保护、失磁保护、逆功率保护、失步保护等,动作于断路器使发电机与电力系统解列和转子灭磁,或动作于信号等。

继电保护用的电流互感器和电压互感器回路有可能断线,断路器也可能拒动或误动,因此还设置相应的辅助保护,动作于闭锁有关保护动作和动作于信号等。

保护装置及其配置要满足可靠性、选择性、速动性和灵敏性的要求。

发电机短路保护 针对发电机定子绕组及其引出线相间短路故障而配置的继电保护装置。

发电机定子绕组及其引出线相间短路,短路电流很大,如不及时切断发电机与电力系统的连接并灭磁,将造成机组的严重损坏,因此,均装设主保护和后备保护,作为主保护:①对与母线直接连接的1 MW以上的

中性点侧,高压厂用变压器低压或高压侧的电流互感器与升压变压器高压侧的电流互感器在二次侧并联。由于各侧电流互感器特性不完全相同,在外部故障时不平衡电流较大,要采用具有制动特性的差动继电器;又由于在变压器空载投入或外部故障切除后励磁涌流大,要利用励磁涌流中的二次谐波分量或电流波间断角等特征量来鉴别励磁涌流。

发电机匝间短路保护 对定子绕组有并联分支而且中性点均有引出线的发电机,采用带三次谐波滤波器的单元件横差保护接在两分支的中性点连线上。大型氢冷发电机大多数中性点侧没有分支引出线,对这种机组,一种匝间保护是利用负序功率方向和转子二次谐波构成;另一种是利用基波零序电压构成,当前,后一种应用较为广泛。

发电机后备保护 发电机主保护拒动时的后备保护装置,采用远后备时,还作为相邻元件保护或断路器拒动时的后备保护装置。主要有阻抗保护、复合电压起动的过电流保护等,采用近后备时,一般采用双重差动保护。

阻抗保护 常采用下列两种接线方式:①阻抗保护接在发电机中性点侧的电流互感器上,按躲过最低运行阻抗整定;②阻抗保护装在发电机变压器组高压

侧,按与相邻元件主保护相配合的条件整定。

复合电压起动的过电流保护 一般用于中、小机组。

复合电压元件由一个负序电压继电器和一个接入相间电压的低电压继电器构成,电流继电器由复合电压元件闭锁。对发电机三绕组变压器组高、中压侧的后备保护一般要具有方向元件。

升压变压器高压侧零序保护 在大电流接地系统中,用作反应变压器高压侧接地故障的保护。

零序保护分零序电流保护及零序电压保护:零序电流保护接于变压器中性点电流互感器上,零序电压保护接于母线电压互感器开口三角侧。

对自耦变压器和高、中压侧中性点都直接接地的三绕组变压器,当有选择性要求时,应增设方向元件。自耦变压器的零序电流保护应接入高、中压侧电流互感器的零序回路。有时自耦变压器的零序保护的灵敏性不能满足要求,可装设零序差动保护。

发电机接地保护 针对发电机定子绕组和转子励磁回路接地故障而设置的继电保护装置。主要有定子一点接地保护以及励磁回路一点和两点接地保护。

定子一点接地保护 定子绕组发生一点接地故障后,流过接地点的电流过大时,将烧坏定子铁芯和定子绕组。为了限制接地点的电流值,发电机中性点采用不接地或经消弧线圈的接地方式。另一方面,定子绕组发生单相接地时,可能产生较高的暂态过电压,为限制这一电压值,可适当加大故障点的电阻性电流,此时发电机中性点采用经高电阻的接地方式。不管中性点采用何种接地方式,都要配置定子接地保护。对前一种接地方式,接地保护可动作于信号。后一种接地方式,接地保护要动作于机组全停。与母线直接连接的发电机,在机端装设零序电流型接地保护装置。发电机变压器组,一般装设零序电压型接地保护。其保护范围一般不小于90%。对100 MW及以上的发电机应装设保护范围为100%的定子接地保护。其中,利用基波零序电压反映90%的定子绕组接地故障;为达到100%的保护范围,目前多采用反应三次谐波电压的方法来消除发电机中性点附近的死区。

励磁回路一点接地保护 又称转子一点接地保护。转子一点接地故障不会产生直接危害。如果再发生第二点接地,使部分励磁绕组被短接,则可能把励磁绕组烧坏,还可能引起机组强烈振动,因此必须装设转子一点接地保护。保护装置一般动作于信号,对大机组也可动作于跳闸。

励磁回路一点接地保护,采用的有叠加直流电源或交流电源、电桥平衡以及测量励磁绕组对地导纳等原理的接地保护装置。

对小于100 MW的发电机和用旋转整流器励磁的发电机,可只装设定期检测励磁回路绝缘的装置

励磁回路两点接地保护 励磁回路两点接地是严重的故障,因此发电机励磁回路一点接地保护动作后应投入励磁回路两点接地保护。

中、小容量发电机的励磁回路两点接地保护装置通常为多台发电机共用一套。当某台发电机的励磁回路发生一点接地时,手动将两点接地保护装置投入。所采用的转子两点接地保护根据电桥平衡原理构成,其死区与第一个接地点的位置有关,是一种有重要缺陷的原理。所以在大型机组上不再采用。励磁回路两点接地保护带时限动作于停机。对大容量机组,由于其在电网中的重要性大多数不装设两点接地保护,励磁回路装设接地保护,按绝缘电阻的大小设两个定值,高定值动作于信号,低定值动作于跳闸。

发电机异常运行保护 反应发电机异常运行工况的继电保护。透平发电机的过负荷、过电压、失磁、失步、过激磁等都属异常运行,相应的保护有对称过负荷保护、励磁回路过负荷保护、不对称过负荷保护、失磁保护、过电压保护、逆功率保护、非全相运行保护、失步保护、低频保护、过激磁保护等。

对称过负荷保护 防止定子绕组因对称过负荷而发热的保护。保护一般用单相式电流继电器构成,定子绕组为非直接冷却的发电机,装设定时限过负荷保护,动作于信号。定子绕组为直接冷却且过负荷能力较低的发电机,过负荷保护由定时限和反时限两部分组成:定时限部分的动作电流按在发电机长期允许的负荷电流下能可靠返回的条件整定,动作于信号或减出力;反时限部分是发电机定子绕组的过热保护,其动作特性按发电机定子绕组的对称过负荷能力确定,动作于解列灭磁。

励磁回路过负荷保护 对采用静止整流器励磁的发电机,为了防止由于励磁系统故障或强励时间过长引起的励磁绕组过负荷而装设的保护。该保护装置兼作励磁回路的过电流保护,反应励磁系统的短路故障。保护装置采用三相式接线,装在交流励磁机中性点或机端的电流互感器二次侧。对100 MW及以上和200 MW以下的发电机,保护装置带时限动作于信号和降低励磁电流;对200 MW及以上的发电机,保护装置定时限部分的动作电流按正常运行最大励磁电流下能可靠返回的条件整定,动作于信号;反时限部分的动作特性按发电机励磁绕组的过负荷能力确定,一般动作于降低励磁电流,必要时动作于解列灭磁。

不对称过负荷保护 不对称过负荷保护装置以发电机负序电流承载能力为判据。保护装置的配置和动作特性按转子冷却方式区分:对转子间接冷却的发电

机, 保护装置的动作电流按躲过发电机允许的持续负序电流值和躲过最大负荷下负序电流滤波器的不平衡电流值整定, 保护带时限动作于信号; 对转子直接冷却的发电机, 保护装置由定时限和反时限两部分组成, 定时限部分的动作电流按发电机允许的持续负序电流下能可靠返回的条件整定, 动作于信号; 反时限部分按发电机负序电流承载能力确定, 动作于解列灭磁。

失磁保护 发电机失磁后转为异步运行, 虽然能送出有功功率, 但要从系统吸收大量无功功率。小容量发电机允许异步运行, 但大容量发电机异步转矩小, 失磁后机组严重超速, 导致机组振动, 而且转子表面和励磁回路感应出的滑差频率电流大, 引起转子和励磁回路过热, 同时从系统吸收的无功功率过大, 可能使系统电压严重下降, 甚至造成系统电压崩溃, 因此对 100MW 及以上的发电机和对电力系统有重大影响的发电机只允许在较短的时间内带少量有功负荷维持异步运行, 并要求装设专用的失磁保护。保护装置通常由阻抗元件、母线低电压元件和闭锁元件组成。

阻抗元件用于检测失磁故障。动作特性可按异步边界或静稳定边界整定。异步边界是以发电机有功功率下失磁后稳定异步运行时在机端测量得到的阻抗随滑差变化的, 可用阻抗圆表示 (图 2)。静稳定边界是发电机进相运行达到静稳定极限时机端测量阻抗的边界, 可用阻抗圆表示 (图 2)。

母线低电压元件用于监视发电机变压器组高压侧母线电压, 保障系统的安全, 一般采用接相间电压的单相式电压继电器, 动作电压按系统稳定运行条件决定的临界电压整定, 一般取 0.7~0.8 倍额定电压。

闭锁元件用于在电力系统振荡、发电机外部短路及电压回路断线等情况下防止失磁保护误动作。

失磁保护动作于解列, 为躲过系统振荡可带短时限动作。

过电压保护 防止发电机定子电压异常升高的保护。保护装置用单相式电压继电器, 接相间电压, 其动作电压按定子绕组的绝缘状况决定, 一般可取为 1.3 倍额定电压。保护经短时限动作于解列灭磁, 并可切换到信号。

逆功率保护 防止发电机变电动机运行危及机组安全的保护。汽轮机断汽后发电机改作电动机运行, 汽

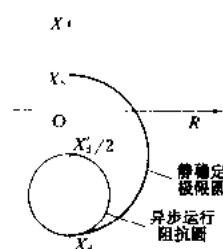


图 2 异步运行阻抗圆和静稳定极限阻抗圆

X_d 发电机暂态电抗;
 X_d' 发电机同步电抗;
 X_s 发电机与系统联系的电抗

轮机最后几级叶片会因发热而损坏。对 200 MW 及以上的发电机宜装设逆功率保护。保护装置由灵敏的功率方向继电器构成, 动作功率为额定功率的 1%~3%。保护经短时限动作于信号, 经长时限动作于解列灭磁。短时限躲过系统振荡, 长延时按汽轮机允许的断汽运行时间整定。

非全相运行保护 发电机变压器组非全相合闸或跳闸造成三相负荷不平衡, 负序电流在转子表面感应出涡流, 将使转子严重发热而损坏, 因此需装设非全相运行保护。保护装置由负序电流元件和由断路器辅助触点构成的非全相鉴别逻辑回路组成。保护短时限动作于解列。

失步保护 发电机与系统失去同步时使发电机解列的保护。当外部故障切除过慢或输电系统中不希望其停运的线路退出运行时都可能使发电机发生不稳定振荡, 与系统失去同步。发电机失步时, 在发电机轴上产生相当大的扭转力矩, 造成轴的疲劳损伤而缩短使用寿命, 对于大机组严重时可将大轴扭断。一般, 在失步后不危及发电机组安全的情况下, 不需切除发电机。大容量机组由于阻抗增大, 系统阻抗相对减少, 振荡中心可能落在发电机机端附近, 相当于发生三相短路故障, 威胁发电机的安全和厂用辅机以及机炉的安全运行。因此对大容量发电机宜装设失步保护。

保护装置可根据系统振荡时机端测量阻抗变化的特性制成。

过激磁保护 防止发电机过激磁引起铁芯过热而使绝缘老化的保护, 保护装置由低定值和高定值两部分组成。低定值部分带时限动作于信号和降低励磁电流, 高定值部分动作于解列灭磁。

发电机辅助保护 发电机回路中一些设备的异常状态, 可能危及发电机的安全和正常运行, 因此, 对大机组还可能装设下列辅助保护。

电流回路断线保护 为防止电流互感器二次侧开路造成设备损坏和有关的保护装置误动作的保护。是否要装这种保护, 长期以来存在不同见解。

电压回路断线保护 防止电压互感器回路断线保护, 主要用于报警和闭锁电压回路断线后可能误动作的保护装置, 如失磁保护、失步保护、阻抗保护等。其次, 还用于切换自动装置 (如功频调节装置) 的电压回路。断线保护要能反应电压互感器一次侧和二次侧的断线故障, 并在单相接地时不误动作。

断路器失灵保护 当继电保护动作发出跳闸脉冲而断路器拒绝动作时, 以较短的时限切除相邻全部有源支路的一种后备保护。

断路器误合闸 (意外加电压) 保护 防止发电机停机或盘车时断路器意外合闸造成发电机异步运行的保

护。断路器突然合闸时失磁保护和逆功率保护可能动作,可利用这些保护装置增加判断误合闸的环节,以短延时动作于断开断路器。也可以用低频元件与电流元件构成专门的保护装置。

断路器闪络保护 对发电机变压器组,在发电机并列前升速、升压时或发电机运行中断开并与系统失步后,断路器断口电压最大可能达到两倍相电压左右。此时,特别是在超高压电网中,可能出现断口闪络。对此,可用负序电流元件构成保护装置,但尚缺乏成熟的经验。

逆停机保护 发电机启动或停机过程中,由于超低频运行,现代保护装置不能保证在机组内部接地或短路时正确动作。因此,大机组可增设低频下能可靠动作的电磁继电器构成的接地保护和电流保护。

参考书目

王维俭,侯炳耀,大型机组继电保护理论基础,北京:水利电力出版社,1990

史世文,大机组继电保护,北京:水利电力出版社,1987

to ping fadianji jianxiu

透平发电机检修 (overhaul of turbogenerator)

发电机组经长期运行,由于振动、磨损、腐蚀、绝缘老化、外部意外事故(例如大电流对发电机的短时冲击、负序电流的发热)等诸多原因,有可能使发电机本体及其附属设备的部件损坏、松动、性能劣化。必须通过检修才能及时发现和处理设备的隐患和缺陷,恢复设备的原有性能。

透平发电机组的检修,分计划检修(定期大修或小修)和非计划检修,后者仅指机组某部件突发故障,临时停机消除故障的一种检修。检修的范围包括发电机本体(定子、转子等)、冷却系统及其附属设备、励磁系统以及继电保护、自动控制装置等。

发电机本体的检修 发电机本体大修,一般须抽出转子后才能进行,而小修则不抽转子,仅进行部分项目的检修。

抽转子 透平发电机从系统解列后,通常需要盘车72~96 h,待汽轮机高、中压缸冷却到一定温度,才可停用盘车。抽转子前,必须拆除盘车装置,解开发电机与汽轮机、励磁机之间的联轴器,拆除发电机大小端盖、导电环刷架、电缆、主副励磁机等。对水氢氢或全氢冷机组,为确保检修安全,在进行上述工作前,应先用CO₂置换机内全部氢气,再用空气置换CO₂,并认真检查发电机中的空气纯度和内压力。

转子系超长、超重(300~600 MW机组可达50~70 t)部件,气隙很小,抽、穿转子的技术和安全要求

都很高。抽、穿转子的方法有双行车法、气垫法等,要根据起重设备及现场条件,考虑周密的施工方案,合理选择吊点和支承点(见透平发电机安装)。

转子本体的检查和修理 抽出后的转子应放置于专用托架上,搁置点应选在转子本体的嵌线段,挠度较小,不致造成转子轴挠性弯曲。首先应目检转子表面及中心环等处有无黄粉,如有应采样分析,查明原因;用压缩空气对转子本体吹净后,再细致揩擦各部件。转子表面应无过热变色;槽楔应无裂纹、位移、窜动;风扇叶片应无裂纹、变形和锈蚀;螺母应紧固,保险垫片应锁牢;风扇座环、大护环、中心环、大护环与转子本体搭接处无过热变色、电腐蚀、电烧伤现象,无变形和位移;对大护环、风扇环、叶片采用着色等方法进行金属探伤;中心环和风扇环上的平衡块、槽楔上的平衡螺钉应无松动现象,若有松动应紧固后设法将其锁牢;集电环表面是否光滑,有合起沟,测量偏心度及轴向表面高低不平度,必要时考虑进行车磨;集电环引线螺母应紧固,均流环与集电环接触应紧密;为检查转子引线、集电环引线、中心孔密封堵板的严密性,应进行转子气密性试验。

水冷转子应进行转子绕组水回路的正、反冲洗、流量试验、转子绝缘引水管的定期更换,水回路泵压等工作。

氢冷转子应对每个进出风斗用干燥、清洁的压缩空气进行正、反吹扫,并检查进出风斗不得有碰伤和裂纹,通风孔应畅通无阻。

转子检修工作结束后,进行的电气试验有:转子绕组交直流阻抗、绝缘电阻的测定,转子匝间短路检查试验及交流耐压试验等。

定子部分的检查和修理 包括铁芯、机座、槽楔、绕组的检查和修理。

(1)铁芯:重点检查铁芯各部分有无局部过热、碰伤(必要时可通过铁芯发热试验,并配以红外线测温装置,检测局部过热点),边端铁芯有无松动和变形、铁芯有无锈斑和丹粉,如有局部损伤,可打磨消除短路,喷涂绝缘漆解决;检查铁芯各通风孔有无油垢和堵塞,并用干燥而清洁的压缩空气吹扫整个铁芯和每只通风孔,最后将整个铁芯表面清揩干净,必要时可与定子绕组一起进行喷绝缘漆处理。

(2)机座:是发电机最基本的支承部件,要求具有足够的强度和刚度。检修时应仔细检查铁芯背部机械结构的变化,机座和铁芯连接的钢板有无裂纹,固定螺丝是否松动等。

(3)槽楔:应观察槽楔与铁芯线槽缝隙处有无磨损的黄粉,通常用锤击法轻击槽楔,仔细察听有无松动的哑壳声,最后根据检查情况进行必要处理。

(4) 定子绕组: 检查绕组端部绝缘层有无龟裂和脱落, 防晕层是否发生电腐蚀; 检查定子端部渐伸线间的间隔垫块、扎带、槽口楔块、压板、压板螺杆、鼻部垫块或绑扎加固用玻璃纤维带的紧固情况, 察看有无松动、磨损出现的黄粉, 对松动的要用玻璃纤维带重新绑扎, 然后用环氧胶涂刷并自然固化, 必要时可使用多种测量及检查方法(如测量绕组表面电位等)来分析和判断绕组表面有否电腐蚀; 对定子绕组水冷的发电机, 大修时应进行定子绕组和压圈钢管的水路冲洗、流量试验、定子水回路的泵压试验等。

定子绕组的电气试验, 有三相绕组直流电阻测量、绝缘电阻测量。大修时还应进行直流泄漏及交流耐压等预防性试验。

故障诊断检查 当前国际上已开发出在离线状态下不抽转子即能对发电机腔体内的定、转子槽楔、定子铁芯表面及其片间绝缘、转子匝间绝缘等方面进行检查的新型检测工具和配套的计算机数据分析处理软件。例如: 设置一个用钢丝绳牵引的、沿发电机气隙纵向移动的机械小车, 在移动小车上装有光学探头, 检查定子铁芯、定子槽楔、转子槽楔、护环等表面锈蚀、积灰、裂纹等。在移动小车上, 换上一个以一定力度和频率振打的“小锤子”, 将小锤子敲打定子槽楔的振动信号, 通过传感器将其引出, 在显示屏上出相应的脉冲波形, 通过计算机专家系统的分析, 判断每一块定子槽楔的压紧程度。在移动小车上, 装上一个可测量磁通的探头, 使其沿定子铁芯内表面自由地移动, 转子正负极间外加 50 Hz 的交流电流约 100 A, 定子铁芯齿表面即会感应出一个低通量的漏磁通, 均匀移动的探头把采集到的数据以电信号方式输入到计算机进行数据处理。如果铁芯在某点有短路存在, 则该点的漏磁通有明显变化, 显示屏上将会显示一个变化的脉冲。通过一冲击脉冲电压发生器, 将其频率的脉冲电压加于转子正对地及负对地, 得到两组脉冲响应特性, 输入计算机进行分析比较, 进而可得出转子绕组是否存在匝间短路的结论。

为实现状态检修, 已开发出在线监测发电机腔室内各部件实际运行情况(发热、振动等)的设备和软件。如通过完整的状态检测手段, 确认发电机各部件均处于良好状态, 则可考虑减少检修项目和适当延长大修间隔。

冷却系统的检查和修理 随冷却系统的型式而异。

水冷机组 应检查和检修水冷系统中所有部件(管道、阀门)、水滤网、冷却器和水箱、转子进水支座和出水装置; 检查系统内壁的结垢情况并进行取样分析; 进行定子绕组的反冲洗等, 以保持良好水质和冷却

水系统的正常循环。此外, 须进行冷却水回路自动切换装置的校验, 以及空冷器的检修、冲洗及热风道清理等。

氢冷机组 应检查和检修补氢管道、自动补氢系统、安全门、氢干燥器装置(硅胶调换或再生)及其再循环风门、CO₂加热装置、氢纯度仪等。大修时还应对氢冷却器吊出清理并进行水压试验; 分别对大端盖、端子出线箱、氢冷却器端盖、定子绕组进行气密性试验; 发电机氢系统密封试验, 以确保氢系统严密无泄漏。

励磁系统的检查和修理 发电机的励磁方式有三种: 直流励磁、静态励磁和旋转励磁。

直流励磁 仅适用于小型发电机, 应检查直流发电机、滑环、整流子是开焊、磨损。

交流励磁(分静态励磁和旋转励磁) 大型发电机广泛采用交流励磁, 其交流励磁电源可为同轴交流发电机或接自机端的励磁变压器, 也有采用在发电机定子特定槽内嵌入交流绕组的办法、交流电源通过自动励磁调节装置及整流装置成为可控直流电源输入转子绕组, 按直流送入转子的方式又分静态励磁及旋转励磁。其检查和检修范围: 励磁电源包括主励磁机、副励磁机、励磁变压器、交流进线开关、直流出线闸刀、连接电缆等; 整流回路包括整流柜、可控硅整流元件、铜排、瓷瓶、冷却风机; 对旋转励磁还应检查整流器熔丝等; 调节装置包括构成自动励磁装置控制、限制器及保护的各模块的单元件测试、整定值校验及整组测试等。

继电保护装置、同期装置及其二次回路的检查和修理 清扫检查继电器二次回路, 测绝缘电阻, 整定值校验; 同期装置各模块的单元件试验、整定及整组测试; 二次回路的绝缘及耐压试验, 电流互感器的伏安特性及二次负载特性, 继电保护及二次回路的逻辑及开关传动整组试验等。检修时, 一、二次回路设备拆卸或变动后, 在继电保护、同期装置及其二次回路中对具有相位及极性要求的电压回路(如同期电压)、电流回路(如差动)或电压和电流之间相位及极性要求的回路(逆功率、零功率等), 要用工作电压、电流或外加电源进行充电核相、开路、短路、带负荷等一系列试验, 验证其接线的正确性。

检修准备 为保证检修质量, 有效地组织检修和设备改进工作, 在检修前应予以充分准备。对发电机及其附属设备的运行数据(出力、温度、电流等)和缺陷进行分析, 必要时进行修前测试, 以便科学、合理地确定检修项目, 明确检修的主攻方向和目标; 准备详细的工艺要求和作业方法, 积极推广先进的检修工艺和工具。编制检修质保文件, 明确质量监控点, 推行“文件包”制度, 确保检修全过程质量在严格的受控状态; 根据设备特点及其各部件的相互关联和制约, 编制合理的检

修计划：做好设备材料、备品配件的准备。

透平发电机组冷却方式不同（如空冷、全水冷、水氢氢、全氢冷等），其检修项目、检修工艺、质量标准也将有所不同。

truping fadianjī lēngquē fāngshì

透平发电机冷却方式 (cooling technique of turbogenerator)

透平发电机采用的冷却介质和冷却方法的组合。以何种冷却介质和何种冷却方法将透平发电机定子绕组、转子绕组和铁芯内由电磁损耗以及机械损耗产生的热量带走，一直是个重要的技术问题，它决定发电机大部分主要部件的基本结构，并与发电机的重量、材料利用、可能制造的最大单机容量以及运行可靠性有密切的关系。在转子锻件性能和尺寸一定的条件下，改进冷却方式是提高发电机单机容量的主要途径。

发展简史 从空气表面冷却到导体内部用氢或水直接冷却，每一次冷却技术的突破都是发电机发展史上的一个里程碑。最初的发电机是用空气表面冷却的。1937年美国通用电气（General Electric, GE）公司首次制造了氢气表面冷却的发电机，1951年美国阿里斯·查摩（Allis Chalmers, AC）公司制造了第一台60 MW转子氢内冷的发电机，1956年英国茂伟（Metropolitan Vickers, MV）公司制造了第一台30 MW定子线圈用水在内部直接冷却的发电机，1958年中国上海电机厂制成了第一台定子和转子绕组都用水在内部直接冷却的12 MW双水内冷透平发电机。此后上海电机厂生产的50 MW、60 MW、125 MW、300 MW透平发电机也采用这种冷却方式。图1是一

台双水内冷透平发电机的构造示意图。1966年德国开始试制一台100 MV·A的双水内冷发电机，其后瑞典、瑞士相继制造大型的双水内冷发电机，单机容量已达1300 MW（四极半速发电机）。

冷却介质 表中列出各种冷却介质的传热性能。

氢气比热容大、导热性能好、密度小，是良好的气体冷却介质。水的比热容大、黏度低、化学稳定性好，便于获得，是理想的液体冷却介质。当前，功率超过250 MW的透平发电机广泛地采用氢、水或几种冷却介质分别冷却各个部件。功率介于100~250 MW的透平发电机，除用氢或水冷却外，空气冷却也得到应用。至于容量较小的发电机则常用空气冷却。

各种冷却介质性能比较

冷却介质	相对比热容	相对密度	相对体积流量	相对散热能力
空气	1.0	1.0	1.0	1.0
氢气 0.2 MPa	11.35	0.21	1.0	3.4
氢气 0.3 MPa	11.35	0.28	1.0	4.0
绝缘油	2.09	848.0	0.012	21.0
水	4.16	1000.0	0.012	30.0

冷却方式 随着冷却方法的发展，电机的结构及制造工艺日趋复杂，世界各国的主要制造厂有着各自的制造经验和特长，于是就出现了冷却方式的多样化。一种冷却方式能应用在相当宽广的容量范围内，同一容量等级往往可有几种冷却方式。主要的冷却方式有全空冷、全氢冷、全水冷，还有定子和转子绕组以及定子铁芯分别以水氢氢或水水空或水水氢冷却。

全空冷 定子和转子绕组以及定子铁芯全部用空

气进行冷却。这种方式的冷却系统最简单，辅助设施少，运行维护方便，只要发电机容量增大不使发电机的外形尺寸大大增加，效率显著降低，这种冷却方式还是被优先采用的。过去定子和转子绕组以及定子铁芯都用表面冷却，全空冷一般适用于50 MW及以下的机组。

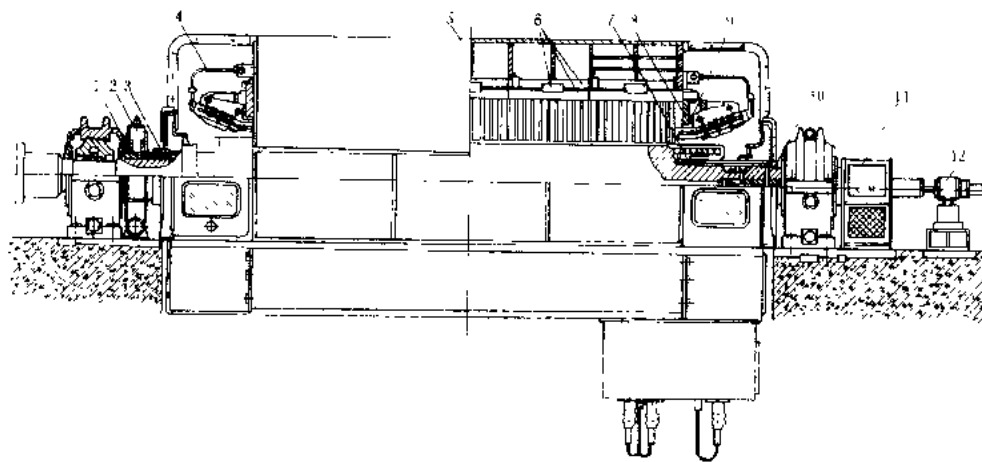


图1 双水内冷透平发电机

- 1—转子上的出水箱；2 出水支座；3—转子绝缘引水管；4—定子绝缘引水管；
5 定子；6—弹性定位筋；7—转子引水管；8—磁分路环；9 电屏蔽环；
10—转子上的进水箱；11—电刷罩；12—转子进水装置

现在由于转子绕组也采用像氢内冷一样的直接冷却方式,从而降低了发电机本体的造价。另一方面,带尖峰负荷的燃气轮机机组对发电机效率并不苛求,因此空冷发电机的制造容量得到扩大。不同制造厂的空冷发电机最大制造容量也不同,大致在 $160 \sim 310 \text{ MV} \cdot \text{A}$ 范围。

全氢冷 定子和转子绕组用氢表面冷却或内冷,定子铁芯氢冷。通常 200 MW 以上定、转子都采用氢内冷。最大容量已达 $880 \text{ MV} \cdot \text{A}$ 。

水氢氢 定子绕组水内冷,转子绕组氢内冷,定子铁芯氢冷。大型发电机广泛采用这种冷却方式。

水水空 定子和转子绕组水内冷,定子铁芯空气冷却,又称双水内冷。最大容量已达 600 MW 。

水水氢 定子和转子绕组水内冷,定子铁芯氢冷。最大容量已达 $1700 \text{ MV} \cdot \text{A}$ 。

全水冷 定子和转子绕组以及定子铁芯均采用水冷,目前很少应用。

定子绕组冷却 图2表示三种不同冷却方式的定子绕组线棒,左是气体表面冷却,由于主绝缘的热阻,冷却气体和导线之间有很高的温度差;中是氢气内冷,氢气在中间的绝缘反磁钢管内流动,氢气和导体之间仍有一定的温度差存在;右是水内冷,通常以一根空心导线和 $2 \sim 4$ 根实心导线为一组,再由若干这样的组分两排并列而成。特大容量的发电机采用四排并列导线的线棒。冷却水和导体之间温差很小。定子绕组水路系统一般有两种布置方式,容量较小和铁芯较短的发电机,进、出水在同一端。容量较大和铁芯较长的发电机,进、出水各在一端。进、出水接头有两种形式:一种是将线棒端部的所有空心导线汇合焊在一个烟斗形的铜接头上;另一种是将水接头直接套焊在线棒端头上。水接头经绝缘引水管与总进、出水管连接(图1)。定子水内冷冷却效果显著,制造工艺困难不大,已经广泛应用于几乎所有的大、中容量发电机上。

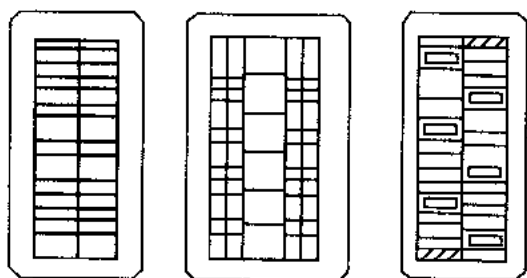


图2 三种不同冷却方式的定子绕组线棒

定子绕组氢内冷则氢气通过线圈两排铜线中间的反磁钢管流通,钢管两端口一为进气口,一为排气口。进气口处于高压区,排气口处于低压区。

转子绕组冷却 转子绕组氢内冷和水内冷两类冷却方式的工艺技术比较复杂。空气内冷则基本与氢内冷相同。

转子绕组氢内冷 通风方式是关键问题,主要有气隙取气斜流通风、槽底副槽径向通风和轴向通风三种。三种方式都指槽部绕组的通风。不论何种方式,端部绕组冷却方式是基本相同的。

(1) 气隙取气斜流通风(图3):经由定子铁芯风道流入气隙的氢气,被特种形状的槽楔(进风斗)吸入转子内,斜向流过转子导体,然后在槽底转向,再次经

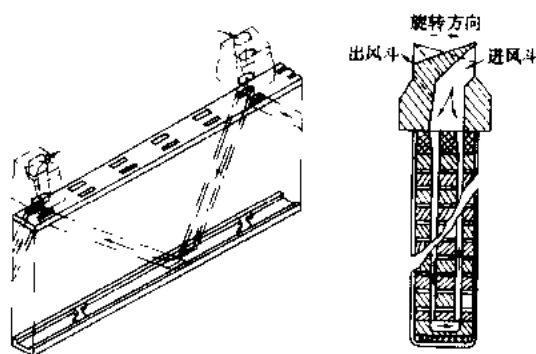


图3 气隙取气斜流通风

过导体和特种形状的槽楔(出风斗)流回气隙,最后再进入定子铁芯风道。最新的结构是一斗两路,一个进风斗连通两条方向相反的导体通风道。这是一种自通风方式,进风斗对气隙的相对运动形成正压,气体从出风斗甩出时形成负压。当转子长度增加时,只需增加并联风路数而不增加风路长度。这种冷却方式冷热区交替,导体沿长度方向温度分布比较均匀。这些优点使它成为应用得很广泛的一种通风冷却方式。

(2) 槽底副槽径向通风

(图4):在转子线槽底部开有通风副槽,气体从转子本体两端进入副槽,经过转子导体上沿轴向均匀分布的径向风道带走导体的热量后,从槽楔通风孔流出。这也是一种自通风方式,使气体在转子内循环的压力主要来自离心力。根据容量不同,有三种径向风道:①单排风道;②双排风道;③单排双排交错风道。图4显示

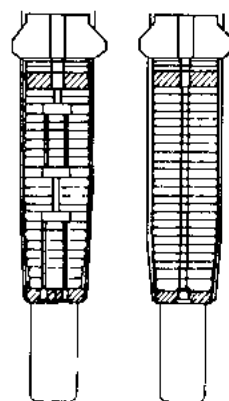


图4 径向风道

单排和交错风道。双排风道的散热面积比单排风道增加了一倍,交错风道增加了气体流动的紊流度,提高了散热系数。这种方式的优点是进入导体的氢气是冷氢,

缺点是副槽进口处流速很大,限制了流量。它主要应用于中、小型两极和大型四极透平发电机。近年来,采用副槽加轴向通风已用于900 MW、3000 r/min的透平发电机上。

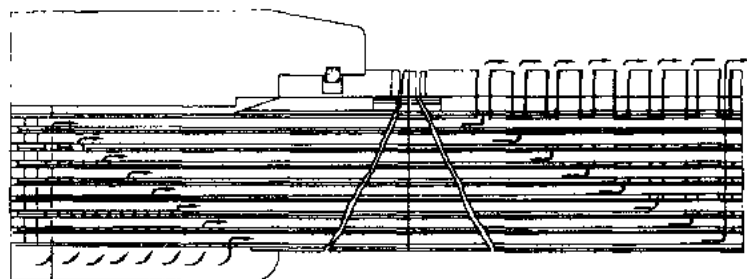


图5 轴向通风

(3) 轴向通风(图5): 气体经位于绕组端部的进风孔从两端分别进入导体内的轴向风道,在转子中间经槽楔通风孔排出(参见彩图插页第31页62图)。由于风路较长,需要高压风扇才能维持气体在导体风道内流动。最新发展是将转子分成若干个冷热风区,风区之间设置隔板,这样便缩短了风道长度,只要改变风区数目和风扇压力,这种方式可广泛应用于中、大容量的两极和四极发电机。

转子绕组水内冷

水内冷最大的优点是绕组温度低,可以达到最高极限容量。广泛使用的一种转子槽剖面见图6。导体一般为外方内方的空心铜线。各绕组电路串联,水路多路并联。通常每排线圈为一条水路,底线进水,面线出水。容量特别大的电机的每排线圈分成两条水路,底线和面线进水,中间抽头出水。中国生产的发电机的转子水系统见图1,冷却水从进水装置进入转轴中心孔后,由辐向孔流经进水箱、

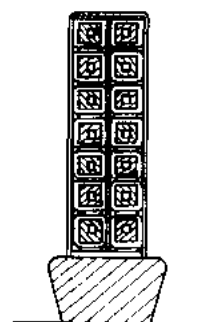


图6 水内冷
转子槽剖面

转子绝缘引水管分配到每条支路,冷却导体后,再经过绝缘引水管汇集到出水箱,再从出水箱甩出。维持冷却水在转子导体内流动的压力是水的离心力。这种系统称为中心孔进水表面出水系统。另一种系统的出水管紧靠中心孔,称为中心孔进出水系统,它需要外加高压才能使冷却水在转子内循环。在高速旋转的转子上,水系统的离心压力达到15~20 MPa,因此防止空心铜线和焊缝渗漏,提高绝缘引水管的安全使用寿命,提高引水线(又称引水拐脚)等水内冷特殊部件在复合应力下的安全可靠性是水内冷技术的关键问题。

铁芯冷却 空气和氢气是定子铁芯最常用的冷却

介质,水冷铁芯仅在个别发电机上试用。定子和转子绕组水内冷发电机的铁芯用空气冷却的优点是结构和系统简单,运行维护方便。缺点是风扇和机械摩擦损耗大,噪声高。水内冷发电机可以在定子铁芯压圈内缘等损耗集中的地方埋设冷却水管,加强冷却。

根据气体流动的主要方向,铁芯冷却有径向和轴向通风两种方式。

径向通风 有径向多路和单路之分。径向多路式通风中,铁芯沿轴向分成若干个进出风区,气体在进风区内从背部流向气隙,然后由相邻的出风区流回背部。在转子气隙取气斜流式和轴向分区式的发电机中,铁芯进出风区和转子

进出风区是相互匹配的。单路式通风的铁芯不分风区,气体从背部流入气隙或从气隙流向背部。径向通风结构简单,只需低压风扇,应用较广泛。

轴向通风 有全轴向和半轴向通风两种。全轴向通风方式,气体从一端流入铁芯冲片上冲制的轴向孔,从另一端流出。半轴向通风方式,气体从两端分别流进铁芯轴向孔,然后经中部的径向风道排出。轴向通风需要高压风扇,因此使用不如径向通风广泛,大多应用于定子线圈氢内冷的发电机。

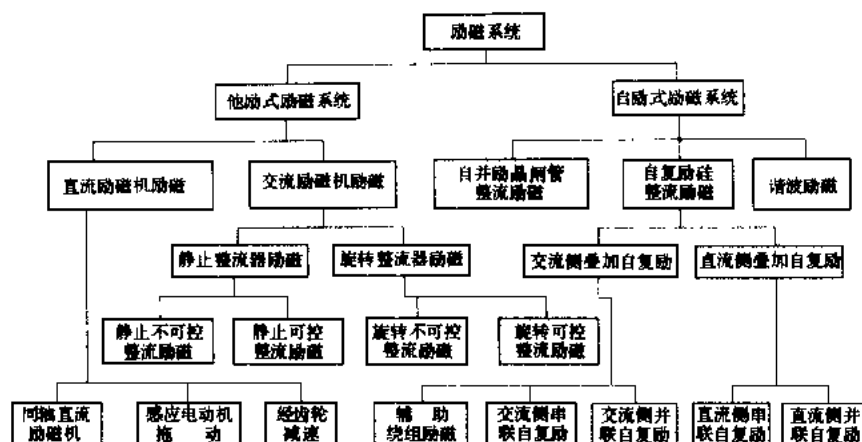
turbo-ping fadian ji de ci xiang

透平发电机励磁系统 (turbogenerator excitation system)

向透平发电机提供可调节的励磁电流以建立磁场的设备和装置的组合。通常由励磁机(或其他励磁供电装置,如励磁变压器及整流器)、手动励磁(又称手动控制)装置、自动电压调节器(又称自动励磁调节器)、强行励磁装置、灭磁装置以及开关等设备和监视、保护装置组成。它的作用是:当发电机正常运行时,通过自动电压调节器的作用,供给维持给定电压和一定无功输出所需的励磁电流;当自动电压调节器退出运行时,由运行人员操纵手动控制装置对发电机端电压和无功输出进行调整;当电力系统发生突然短路或突加负荷、甩负荷时,自动对发电机进行强行励磁或强行减磁,以提高电力系统运行稳定性和可靠性;当发电机内部出现短路时,对发电机励磁绕组进行灭磁,以避免事故扩大。

分类 同步发电机的励磁电流可由直流励磁机直接供给,也可由交流励磁机、发电机的辅助绕组或发电机出线等的交流电经可控或不可控整流器整流后供给。凡由励磁机提供励磁电源的称为他励式励磁系统;凡由发电机出线或由发电机辅助绕组提供励磁电源的称为自励式励磁系统。

励磁系统的分类见表。



发展史 在励磁系统发展的初期,曾经采用由同步发电机电枢电流经机械整流向发电机励磁绕组供电的自串励励磁方式。在此励磁方式下,发电机的端电压随负荷的变化而剧烈地波动。19世纪末至20世纪初,采用直流发电机作为同步发电机的励磁电源。由于直流发电机不受电力系统运行工况干扰,直流发电机的制造日臻完善及运行经验的积累,与同步发电机同轴的直流励磁机励磁方式得到了广泛的应用。但是,到了40年代,随着同步发电机单机容量的迅速增长和电力系统的发展,要求解决换流器的火花问题,并要求提高励磁系统顶值电压倍数和励磁电压增长速度,直流励磁机逐渐不能适应新的要求。

50年代末,大功率半导体整流元件的出现,使半导体励磁系统相应地获得了发展。在半导体励磁系统中,主要是用二极管整流器或晶闸管整流器代替直流励磁机换流器构成同轴交流励磁机静止整流器励磁系统或交流励磁机旋转整流器励磁系统,以及用它来直接代替励磁机构成全静止的自并励整流励磁或自复励整流励磁系统。半导体励磁系统的特点是没有换流器,运行维护方便,励磁功率大,励磁顶值电压高,反应速度快,有助于电力系统稳定运行。它从根本上扭转了励磁系统落后于同步发电机发展的局面。中国100 MW及以上透平发电机采用交流励磁机静止整流器励磁系统,在300 MW、600 MW透平发电机上采用交流励磁机旋转整流器励磁(即无刷励磁)系统。

透平发电机励磁系统的工作性能不仅影响发电机本身的工作质量,而且还会影响与其连接的电力系统的运行质量。随着电力系统和发电机容量的不断增长,对励磁系统的调节功能也提出了更多更高的要求。

励磁系统与透平发电机组成一反馈控制系统,又称励磁控制系统。它借助于被控制的系统变量,如发电机的端电压和无功功率与给定值的偏差值去影响控

制,以使这些变量达到预先规定的数值。自动电压调节器是励磁控制系统的核心部件。50年代,只有直流励磁机励磁系统,自动电压调节器采用磁放大器。随着半导体电子技术的发展,60年代以来,大型透平发电机都采用交流励磁机励磁系统或自励式励磁系统,半导体型的自动电压调节器也跟着发展。近年来还采用了微型计算机的自动电压调节器,以实现最优励磁控制,满足电力系统对励磁系统的要求(见自动电压调整)。

各类系统的特点 各种励磁系统都有其优缺点:

直流励磁机励磁系统结构简单,但维护工作量大,反应速度慢,励磁容量不能满足大机组的需要。

交流励磁机励磁系统复杂,反应速度较慢。静止整流器系统可采用高频率的交流励磁机和可控整流器,取得高起始响应,但造价较高,励磁容量仍受集电环和电刷的限制(见交流励磁机静止整流器励磁)。旋转整流器系统取消了集电环和电刷,但不能采用可控整流器,需要增加反馈控制才能获得高起始响应(见交流励磁机旋转整流器励磁)。

自励式励磁系统简单,反应速度快,具有高起始响应的特性,但需要起励装置,受外部电力系统扰动的影响比较大(见自并励整流励磁)。自复励整流励磁系统有相复励作用,具有较高的运行独立性。而辅助绕组励磁系统取消交流励磁机并具有交流励磁机静止可控整流器系统的特点。

couping fadionji shi an changshu.

透平发电机时间常数 (time constant of turbogenerator) 在暂态过程中,透平发电机各绕组的暂态电流衰减到初值的 $1/e$ 所需要的时间,单位为s。透平发电机的主要时间常数如下:

开路时间常数(T_{d0}') 定子绕组开路时励磁回路的时间常数, $T_{d0}' = x_l / 2\pi f r_l$ 。式中 x_l 和 r_l 分别为励磁绕组的总电抗和总电阻。

次暂态开路时间常数(T_{d0}'') 定子绕组开路和励磁绕组短路时直轴阻尼回路的时间常数, $T_{d0}'' = [x_{Td} + x_l / (x_{ad} + x_l)] / 2\pi f r_{Dd}$ 。式中 x_{Td} 、 x_{ad} 分别为直轴阻尼绕组电抗和直轴电枢反应电抗; r_{Dd} 为直轴阻尼绕组电阻。

暂态短路时间常数 (T_d') 定子绕组短路时励磁回路的时间常数, $T_d' = T_{d0}' (x_d'/x_d)$; 是决定突然短路时定子电流交流分量和励磁绕组电流直流分量衰减的时间常数。

次暂态短路时间常数 (T_d'') 定子绕组短路和励磁绕组短路时直轴阻尼回路的时间常数, $T_d'' = T_{d0}'' (x_d''/x_d)$, 是决定突然短路时定子电流交流分量初期衰减和阻尼绕组电流直流分量衰减的时间常数。

定子电流直流分量衰减时间常数 (T_d) 定子绕组突然短路时决定定子绕组突然短路电流直流分量衰减的时间常数, $T_d = x_d / (2\pi f r_s)$ 或 $x_d'' / (2\pi f r_s)$ (当 $r_s'' = r_s$ 时), 式中 r_s 为定子绕组电阻。

透平发电机时间常数的典型值约为: $T_d = 150 \sim 190$ ms, $T_d' = 0.8 \sim 1.5$ s, $T_d'' = 25 \sim 45$ ms。

training fadianjī tǒngxíngquǎn

透平发电机特性曲线 (turbogenerator characteristic curves) 用来表示在规定条件下透平发电机某一对变量之间函数关系的曲线。特性曲线既

可用来表达发电机的性能, 还可用来测定发电机的一些电磁参数。同步发电机的特性曲线有空载特性、短路特性、负载特性、外特性、调整特性、功角特性等。

空载特性 用来表示在额定转速及电枢开路的条件下, 电枢绕组感应电动势 E_0 和励磁绕组电流 I_f 之间函数关系的曲线 (见图 1)。因为 E_0 正比于穿过气隙的主磁通, I_f 正比于励磁磁动势, 故空载特性曲线实际上反映发电机主磁路的磁化特性。当 I_f 较小时, 主磁路尚未饱和, 磁通和磁动势大致成正比关系, 故空载特性的起始段为通过原点的一段直线。此直线段及其延长线称为气隙线。以后, 随着 I_f 的增大, 磁路开始饱和, 空载特性曲线逐渐弯曲, 呈膝状。

通过空载特性曲线可以找到空载时发电机产生额定电压所需的励磁电流值。此外, 根据空载特性及短路特性等特性曲线, 还可求得发电机的一些重要参数, 如直轴同步电抗 (见透平发电机电抗) 等。

短路特性 指在额定转速及电枢稳态短路情况下, 电枢绕组的短路电流 I_{sc} 和励磁绕组电流 I_f 之间的函数关系。由于透平发电机的电枢电阻通常远小于电抗, 故短路电流基本上是纯电感性的, 电枢磁动势则基本上是直轴去磁磁动势 (见电枢反应), 它使发电机的主磁通大大削弱, 即使励磁电流已相当大, 发电机的磁路仍处于不饱和状态, 于是 I_{sc} 大体上和 I_f 成正比, 短路特性曲线是一条通过原点的直线 (见图 1)。

由短路特性及空载特性可求得直轴同步电抗 x_d 的不饱和值。具体做法是在空载特性的未饱和区段, 取某一励磁电流, 找出相对应的相电动势 E_0 值, 然后在

短路特性上找出同一励磁电流下的相电流 I_{sc} , 将 E_0 除以 I_{sc} 即可得出 x_d 。

负载特性 指在额定转速下负载的功率因数不变

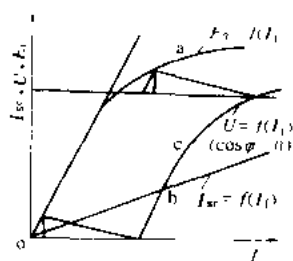


图 1 透平发电机特性曲线

a—空载特性; b—短路特性;

c—零功率因数负载特性

和电枢电流保持为额定值时, 电枢电压和励磁电流之间的函数关系。最有实用意义的是纯感性负载特性曲线, 或称为零功率因数负载特性曲线。它是一条与空载特性曲线大体上平行的曲线 (见图 1)。

通过空载特性及零功率因数负载特性曲线可以确定与电枢漏抗相当的保梯电抗 (potier reactance), 以及与额定电枢电流产生的直轴电枢反应磁动势相对应的励磁电流值。由此可进一步通过作图法画出发电机的外特性。

外特性 指转速为额定值, 励磁电流及负载功率因数保持不变时, 电枢电压 U 和电枢电流 I 之间的函数关系 (见图 2)。用直接负载法测定大功率透平发电机的外特性是有难度的, 通常是通过空载特性及零功率因数负载特性用作图法间接地求出外特性。

带感性负载和纯电阻负载时, 由于存在着直轴去磁电枢反应分量、电枢漏抗及

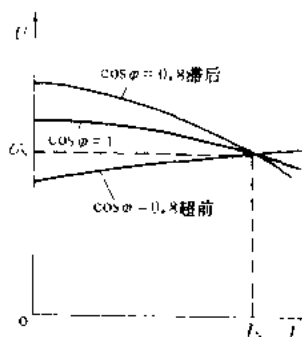


图 2 透平发电机的外特性曲线

电枢电阻压降, 随着负载电流的增大, 电枢电压将下降。带容性负载时, 电枢反应有助磁作用, 电枢电压往往随负载电流的增大而上升。

通过外特性可以找出发电机的电压变化率, 或称电压调整率。调节发电机的励磁, 使在额定负载电流 I_N 及额定功率因数时发电机的端电压为额定值 U_N , 然后保持励磁及转速不变, 让负载电流降到零, 此时端电压升高的数值 ΔU 除以额定电压, 并以百分数表示, 就是电压调整率。它是反映发电机单机运行性能的一个重要参数。

调整特性 指转速及发电机端电压为额定值, 负载功率因数保持不变时, 发电机的励磁电流和负载电流之间的函数关系 (见图 3)。为了保持发电机的端电压不随负载的变化而改变, 应当随着负载的变化而适

当调节励磁电流,调整特性就反映了励磁电流的调节要求,可供设计励磁调节器时使用。

功角特性 指恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下带对称负载运行时,发电机的电磁功率 P_{em} 和功率角 θ (见电磁制动转矩)之间的函数关系。透平发电机一般为隐极电机,在磁路为线性的前提下,其电磁功率为

$$P_{em} = \frac{mE_0U}{x_d} \sin\theta$$

式中 m 为相数; E_0 为每相励磁感应电动势; U 为每相电枢电压; x_d 为直轴同步电抗。

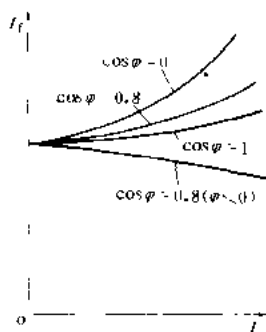


图3 透平发电机的调整特性

由上式可见,透平发电机的静态功角特性呈正弦状(见图4),在 $\theta=90^\circ$ 处出现最大电磁功率。若励磁较强,电网电压较高,发电机的同步电抗较小,则最大电磁功率就较大。

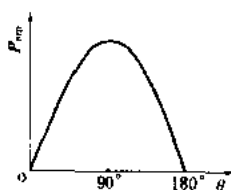


图4 透平发电机静态功角特性

静态功角特性 可用来判断发电机在大电网上运行时的静态稳定状况。若原动机输入发电机的净功率小于最大电磁功率,则发电机将在某一小于 90° 的功率角下运行,此时的电磁功率正好等于净输入功率,且处于静态稳定平衡状态。若原动机输入发电机的净功率持续地大于最大电磁功率,则不能保持静态功率平衡,发电机将加速, θ 将不断增大,发电机将失去同步而导致系统发生故障。

为了使工作可靠,发电机额定运行点的功率角约为 30° 左右。这样,发电机的最大电磁功率约为额定功率的两倍左右,有一定的过载能力。

laoping fadianji xingneng shiyan

透平发电机性能试验 (performance test of turbogenerator)

透平发电机性能试验包括出力试验(定额、温升)、电气性能试验(参数、特性、短时过电流和过电压)、机械性能试验(振动、超速、临界转速和噪声等)、经济性(效率、耗氢量)、稳定性、不平衡负荷和进相试验等。试验一般分为四类:①出厂前在制造厂试验台上进行的出厂或型式试验(简称为出厂型式试验);②设备安装后在现场进行的交接试验(简称为交接试验);③机组稳定运行后进行的性能考

核或鉴定试验(简称为性能试验);④移交生产后进行的预防性试验(简称预防性试验)。显然,上述第③类试验即为通常讲的性能试验,它是指在实际运行条件下,对透平发电机出力、效率、耗氢量、特性及稳定性等主要运行性能做出的定量测定,作为校核产品设计性能和电网合理调度的依据。一般根据性能试验内容,又将性能试验分为专项性能试验和综合性性能试验两种。专项试验一般为求取发电机某一项特殊性能而进行的专门试验,例如为评价某型发电机负序电流承受能力或进相能力而进行的负序发热试验或进相试验等。但是通常所说的性能试验,例如性能考核、验收和鉴定试验都是指综合性性能试验。

试验项目 目前国标(GB/T7604-1996)仅对发电机出厂型式试验和交接试验的项目、内容、方法做了明确规定,对发电机性能试验和预防性试验则无任何规定,但由于性能试验的主要目的在于考核卖主在合同中给定的各项性能指标的保证值是否达到,而对各种型式发电机而言,其被考核的性能指标基本相同,因此,性能试验项目也大同小异。一般有:①发电机的基本特性及短路比测定;②发电机的各种允许的出力试验,包括额定出力、最大出力、最低运行氢压下的出力以及当单个氢冷器退出运行后的出力等;③发电机的效率测定;④发电机耗氢量测定;⑤发电机输出电压波形正弦性畸变率的测定;⑥电压谐波因数的测定;⑦励磁系统电压响应比和顶值电压倍数的测定等。

试验方法 试验一般分为准备工作、试验过程、数据处理、结果分析、误差分析等几个主要阶段。通常试验项目确定之后,各项试验将按选定的试验规程所规定的方法进行,由于性能试验是在实际的运行条件下进行,因此在试验方法的选用,测点安装和对试验结果的处理等方面与在试验台上进行的出厂型式试验都有一定差别,现简介如下:①出力试验,性能试验中的出力试验与出厂型式试验中的温升试验本质上是一样的,中国国标GB/T1029-93规定的温升试验有三种标准方法:直接负载法、低功率因数负载法和空载短路法。性能试验选用直接负载法,出厂型式试验一般选用空载短路法;性能试验中的出力试验,包括的内容有额定出力、最大出力,允许的最低运行氢压下的出力以及当单个氢冷器退出运行后的出力等。出厂型式试验中的温升试验仅针对额定工况。②效率测定,在中国国标中规定的效率试验方法有三种:直接测定法、间接测定法和量热法。性能试验一般选用量热法,即用测量发电机所有冷却介质带走的热量来推算发电机的损耗与效率。出厂型式试验则选用间接测定法、用损耗分析法求取效率。③耗氢量测定,性能试验中的耗氢量测定与出厂型式试验中的密封性检验试验本质上是一样的,都

是按国标 GB/T7064—1996 和行标 JB/T6227—92 规定的标准方法进行,但性能试验是在实际的氢气循环和密封条件下,且经多次检漏和消除漏点之后才进行的,显然比出厂型式试验中所测得的漏氢量具有更强的实用性和准确性。④基本特性和短路比测定:按中国电力行业标准 DL5000—94 规定,大型发电机出口接线有以下三种方式:一种为目前中国绝大多数大型透平发电机所采用的,发电机出口不设断路器、负荷开关或隔离开关,采用这种接线方式的有 200、300 和 600 MW 发电机与双绕组变压器组成的单元接线。另一种为在发电机出口设置出口断路器和负荷开关,这是近几年世界各国大型机组电气主接线的一种发展趋势,中国沙角电厂 C 厂 3×660MW 机组也装有出口断路器。对于前者,在出口进行开路或短路试验将很困难,一般都是在单元变压器出口处开路或短路来进行试验,试验结果需经修正。尽管这项试验在准确度上不及出厂型式试验,但由于它对发电机实际运行具有的指导作用,仍是出厂型式试验无法替代的。第三种接线方式是在发电机与主变压器之间设有可拆卸的连接排,这样就为发电机出口进行开路、短路试验创造了条件,唯一的缺点是操作量大,但所遇次数极少。

试验规程 发电机试验规程是进行发电机性能试验的依据。但是各国及各行业的试验规程并不完全相同,因此在试验方案确定之前,首先选定试验规程。通常选取的原则是:①对中国产发电机,一般选用中国现行国家标准,例如 GB755—87、GB/T7064—1996、GB/T1029—93 等,如在标准中对一些具体事宜未作规定,则还可参照中国现行行业标准进行;②对国外产的机组或中外合作生产的发电机,则可选用国际通用标准,如国际电工委员会有关标准 IEC 34—1、IEC 34—2A、IEC 34—3 和 IEC 34—4 等。或选用相关国家的国家标准、权威机构标准,如美国的 ANSI C50.10—1997、ANSI C50.13—1989、IEEE 115—1983、IEEE 112—1984 等;英国的 BS 4999 60、BS 5000 2 等;德国的 DIN 57530—2/VDE 0530—2—1982;原苏联的 ГОСТ 533—1985、ГОСТ 183 等。

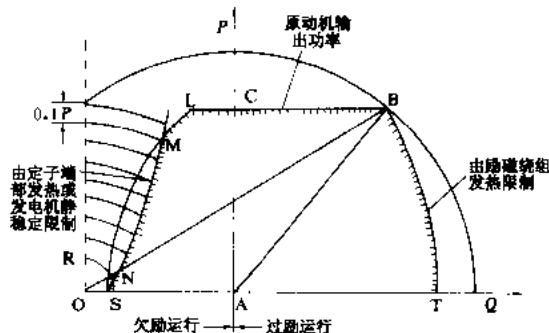
· uping · tadianji · yichang · yunxing ·

透平发电机异常运行 (abnormal operation of turbogenerator)

由于外部各种原因导致发电机产生异于正常工况的运行状态(包括电气量或非电气量的异常变化)。异常现象包括如定子、转子绕组过电流、过电压、频率过低或过高、不对称负荷或系统非全相运行、低励或失磁运行、温度异常等等。

发电机的输出受其原动机输出功率、发电机特性(如定子绕组、转子绕组温升……)及与电网并列的静

态稳定极限等因素制约,规定了发电机的安全运行范围,统称 $P-Q$ 曲线(或称功率图),如下图。发电机通过汽轮机调节系统和自动励磁调节装置,调节有功、无功功率输出,按电网的需要,在正常范围内稳定运行。



发电机 $P-Q$ 曲线

定子绕组短时过电流、转子绕组短时过电压、过电流的异常。当电力系统发生扰动或其他原因引起系统电压严重下降时,为了维持电力系统和发电机稳定运行,强行励磁装置动作,励磁电压和电流上升以尽快恢复系统电压。此时定子电流相应增大,即发生短时定子过电流和转子过电压、过电流。过电流和过电压短时所允许的倍数和时间与绕组的发热和绝缘耐热程度有关。额定容量在 1200 MV·A 及以下的发电机,其定子绕组应能承受 1.5 倍额定电流且持续 30 s 而无损伤,其关系可按公式 $(I^2 - 1)t = 37.5$ 来计算,式中 I 为定子电流标幺值, t 为持续时间(适用时间 10~60 s)。对于额定容量大于 1200 MV·A 的发电机,允许定子过电流的时间应小于 30 s。定子过电流的允许时间随容量的增加而减少,最少为 15 s。水内冷发电机励磁绕组短时过电压的能力见表 1:

表 1 水内冷发电机励磁绕组短时过电压的能力

时间 (s)	10	30	60	120
励磁电压 (标幺值) (%)	208	146	125	112

当系统运行工况发生突变,而发电机自动限制装置(例如:有功功率限制器、最大励磁限制器等)失控时,有可能使发电机输出的有功或无功功率及转子电流超出限值,引起定子或转子绕组过电流,最后由机组配置的定子过电流、转子过电流等保护装置动作将机组解列。

频率及电压偏差时的运行 随着电力系统中各单元机组协调控制系统、高起始响应特性的自动电压调节系统、自动励磁调节系统等自动装置的广泛应用以及自动发电控制 AGC 的实施,电能质量得到了保证,频率偏差可限制在 50 ± 0.1 Hz、电压偏差可限制在 $\pm 5\%$ 之内。

当系统发生大的扰动,例如:电网全出力运行方式下发生大机组跳闸或重要联络线断开引起系统解列,有可能造成局部系统中有功功率的短缺,亦可能造成另一系统有功功率过剩,如功率的短缺或过剩不大,可利用汽轮机的自调整能力,在转速有所降低(或升高)情况下,使机组输入、输出功率达到一个新的平衡,在偏离额定频率情况下稳定运行。但机组的自调整能力有限,因此为了确保系统的稳定,电网均界定了事故频率线,规定超过 $50 \pm 0.2 \text{ Hz}$ 或 $50 \pm 0.1 \text{ Hz}$ 的范围时为事故频率,同时规定了事故频率允许的持续时间,例如超过 $50 \pm 0.2 \text{ Hz}$ 时不超过 60 min ; 48.5 Hz 时不超过 15 min 。系统达到事故频率时,必须通过频率监视,自动(手动)按频率迅速切除一部分负荷或自动(手动)切除一部分运行机组,避免因频率偏差引起系统崩溃及设备破坏。

频率降低将使发电机冷却条件恶化、铁芯磁通密度增加,采用同轴交直流电源作为励磁电源时,其输出励磁电压降低。如频率升高,则转子表面损耗和定子铁芯损耗增加。频率偏离额定值较多时,还可能激起汽轮机调频叶片(如高压缸调节级、低压缸末级、次末级)共振,造成叶片损坏。大型发电机装有频率保护及 U/f 保护,在频率低于整定值时,经延时跳闸,以确保机组运行安全。

电压的稳定取决于电网内无功功率的平衡。调度人员随时掌握和监视系统控制点、监视点的电压水平。通常电网内各发电机、调相机通过自动励磁调节装置自动平衡与系统之间的无功功率交换(送出或受进)。必要时需投切变电站的并联电容器或并联电抗器。

当系统电压下降而发电机输出容量不变时,定子电流相应增加;系统电压上升,将使发电机磁通密度增加,引起温度升高。为了不使发电机定、转子绕组绝缘因温度升高而影响其寿命,系统电压发生较大偏差时,对发电机输出的视在功率加以限制。定子电压有偏差时对应的视在功率和定子电流的推荐值见表2。

表2 定子电压有偏差时对应的视在功率
和定子电流的推荐值

定子电压/额定定子电压 (%)	85	90	95	100	105	106	108	110
视在功率/额定视在功率 (%)	89	94.5	100	100	100	98	93.5	88
定子电流/额定定子电流 (%)	105	105	105	100	95	92.5	87.5	80

大型发电机的自动励磁调节装置可以通过配置的最大励磁限制器和定子电流限制器来限制发电机与系统之间的无功功率交换,确保机组运行在 $P-Q$ 曲线

所规定的安全运行限额范围之内。

带不对称负荷及非全相运行的异常 发电机除带对称负荷外,电力系统中还有电气机车、直流输电、电解用的大型整流装置、电炉冶炼及其他换流装置等不对称负荷。不对称负荷会引起发电机定子电流波形畸变。在定子电流波形中出现高次谐波分量,并在定子和转子中引起附加损耗。非正弦波形电流在定子绕组铜线上产生的附加损耗,与导线的高度及电流在铜线上的渗透深度有关,渗透深度与谐波频率的平方成反比。高次谐波还会在定子铁芯齿上产生附加损耗,使定子绕组和铁芯的温度相应升高,而使发电机的输出功率相应降低。转子本体对非正弦磁场有阻尼作用,高次谐波分量对转子渗透比较浅,绕组铜线上附加损耗不大。但在转子表面则有因高次谐波分量产生的高频电流流过,引起表面发热,产生较高温升,由此可能引起转子绕组温度升高。发电机带非正弦波形电流运行时的容许负荷,如按定子估算时要考虑定子绕组的附加损耗,若为双层绕组,则沿槽高度的上层线棒损耗比下层损耗大6~7倍。如按转子估算,则应考虑转子本体上的高次谐波损耗,不应超过规定的不对称负荷电流引起的损耗值。

电力系统的非全相运行(例如发电机出口端或发变组高压侧一相断线或一相断路器断开造成非全相运行等)也是产生发电机三相电流不平衡的原因之一,此时定子绕组中的负序电流在发电机气隙中产生负序旋转磁场,以二倍同步转速切割转子励磁绕组,如同以上所述,感应电势产生电流,引起转子表面发热。在这种情况下,将由负序电流保护动作跳闸。

功率因数 $\cos\varphi$ 与额定值偏差时的运行 并列运行的同步发电机除向系统输出有功功率外,还要与系统进行无功功率的交换(送出或吸收),配有自动励磁装置的发电机,除选定“等功率因数运行方式”外,一般将根据系统电压的变化,随时改变无功功率的输出而偏离额定功率因数运行。如 $P-Q$ 曲线图所示,垂直线 AC 右侧是过励磁运行方式区,即向系统输出无功功率,定子电流滞后于定子电压,在此范围内 B 点对应于额定功率因数,发电机有最大的视在功率输出。调节励磁电流,发电机输出的无功功率和功率因数跟随变化。如继续增加无功功率输出将受励磁绕组发热限制(曲线 $B-T$)。

垂直线 AC 左侧为欠励磁运行方式区,又称进相运行。发电机从系统吸收无功功率,定子电流超前于定子电压。在进相运行时,发电机运行功角 δ 随吸收无功功率的增大逐渐趋近于 90° 的静态极限,定子端部的合成磁场增加,从而产生涡流引起温升增高。所以,进相运行的程度此时将受到发电机静态稳定及定子端部发

热的限制。现时大型发电机在自动励磁调节装置中设有功角限制器或低励限制器,可确保励磁电流的调节不低于限制值,使机组在具有一定静稳定余度的范围内运行,即不超越 $P-Q$ 曲线中的 CML 折线。

低励和失磁运行 低励表示发电机的励磁电流低于该发电机静稳极限所要求的最小励磁电流;失磁则表示发电机失去励磁。

发电机正常运行时,由于励磁系统发生故障,其中有主(副)励磁机故障、集电环闪络、整流器系统故障、电压调节器故障或不正常操作等原因而失去全部或部分励磁电流,此时发电机有可能不立即从系统中解列,但失去同步,在短时间内以低滑差与电力系统继续并列运行,并输出一定有功功率,但要从系统中吸收较多的无功功率。

在异步运行期间,发电机有功功率,无功功率,定、转子电压,电流均随滑差频率而发生低频摆动。当备用励磁电源投入或励磁系统故障消除,励磁恢复后,发电机可拖入同步,恢复正常运行。

(1)异步运行对发电机的影响:①发电机由滞相运行转入进相运行将从系统中吸收无功功率,低励或失磁前带的有功功率越大,进入异步运行时,从系统吸收的无功功率也越大,定子过电流,定子绕组过热;②因定、转子端部漏磁通的轴向分量相位发生变化,其合成磁通导致端部漏磁通加大,引起定子端部涡流和温升增加;③由于出现滑差,在发电机回路中感应出滑差频率的交变电势沿转子本体成闭合回路,有可能使转子本体与槽楔护环的接触面发生局部过热,但滑差较小,由此电流发生的损耗也较小;④转子绕组、励磁回路在断开的瞬间会产生一定过电压值,如采用硅整流励磁系统,此值可达 3~4 倍额定励磁电压。

(2)异步运行对电力系统的影响:①低励或失磁的发电机从系统中吸收较大的无功功率(尤其是大容量发电机),引起系统电压下降,如果系统中无功储备不足,将使邻近的某些电压监控点的电压骤降,破坏了各电源点之间的稳定运行,系统电压可能崩溃而导致电网瓦解;②由于低励或失磁的发电机有功功率的摆动以及系统电压的下降,有可能导致邻近正常运行发电机与系统,或系统各部分之间的失步,发生振荡,甩掉大量负荷;③由于系统电压下降,系统中其他发电机在自动励磁调节装置的作用下,将迅速增加励磁电流输出,当励磁限制器失灵或与后备保护配合不当,有可能造成因转子过电流动作使正常运行发电机跳闸,使故障波及范围扩大。

发电机低励或失磁后的处置,应区别情况,具体对待。原则上大容量发电机不允许异步运行,因为既无必要,更会带来事态扩大,故一般都装有失磁保护将发电

机从电网中解列。如从特殊需要考虑,需经过具体计算,确定异步后从系统中吸收无功对电网电压水平的影响程度来决定是否允许异步运行。中小容量透平发电机失磁对电力系统和发电机本身的危害并不像发电机内部短路那样迅速表现出来。另一方面机组突然跳闸给机组本身及其辅机造成一定冲击,有时对电力系统亦是一个扰动,故中小透平发电机失磁后可通过监视母线电压等判别元件,短时期内允许在系统中异步运行。当由于发电机失磁造成系统振荡,应立即将该发电机从系统中解列。

冷却条件偏离额定值时的运行 发电机有功、无功功率的输出均受冷却条件的制约。及时发现冷却系统设备异常并正确处理,是确保发电机安全运行的重要保证。①对水内冷发电机,应密切监视发电机冷却水流量、冷却水电导率、进风温度等,同时严格保证水质,并通过监视定转子绕组温度和进出水温度的变化趋势,分析各绕组冷却水回路畅通情况;②对全氢冷发电机或水氢氢冷发电机的氢气系统,应该密切监视氢压、氢温、氢纯度、漏氢量大小,并监视氢冷却器冷却水流量等。如因冷却系统设备的异常而导致定子或转子绕组、定子铁芯等温度异常时,应视影响程度考虑是否停用自动发电控制,减出力运行,并查明原因及时处理,必要时停机处理。

透平发电机转子

透平发电机转子 (turbogenerator rotor)

透平发电机的旋转部分。主要由导电的转子绕组,即励磁绕组(包括引线、集电环),导磁的铁芯(大、小齿和轭部)以及转子轴伸、护环、中心环和风扇等组成。其作用是在励磁绕组中通入励磁电流产生磁场,在原动机带动下旋转,切割定子绕组,感应出交流电动势。

分类 按转子绕组冷却方式的不同,透平发电机转子可分为空气外冷、氢外冷、气体内冷和水内冷(图1)四种。



图1 水内冷转子

发电机转子按临界转速的高低,分为刚性和挠性两种:一阶临界转速在工作转速以上的转子称为刚性转子,在工作转速以下的转子称为挠性转子。一般透平发电机的转子均为挠性转子。

透平发电机转子按转速的不同,可分为全速二极转子(转速为3000 r/min或3600 r/min)和半速四极转子(转速为1500 r/min或1800 r/min)。

轴及铁芯 透平发电机转子由于在高速下旋转,离心力较大,因此不管是二极转子或四极转子,磁极一般采用隐极式。在一定冷却条件下,透平发电机单机容量的提高,受到转子直径和转子长度的限制,而转子直径受锻件机械强度的限制,其长度受到刚度的限制。采用氢内冷和水内冷技术,为进一步提高单机容量提供了条件。

转子需承受从原动机传递来的转矩,其中绝大部分转化为电磁转矩,一小部分用来带动励磁机,其余部分则转化为机械损耗及某些附加损耗。当发电机二相或三相突然短路时,由于定子绕组中电流突然增大,电磁转矩随之骤增,转子所受的瞬时转矩,较额定转矩骤增好几倍(一般约4~8倍)。

由于转子的自重支承在轴上,各部位产生弯矩,在下部截面引起拉伸应力,在上部截面引起压缩应力。因此转子旋转时,各截面上由弯矩引起的应力具有交变的性质,系对称循环的应力。

转子在转子本体部分开了很多纵向嵌线槽,槽与槽之间的齿部,尤其是齿根部分很狭窄(图2)。当转子旋转时,导线、绝缘、阻尼铜条等的离心力为槽楔所承受。这些离心力连同槽楔的离心力,通过槽楔与齿的接触面而传至齿部,再加上齿部本身的离心力,使齿根承受了很大的径向拉应力。有些锻件制造厂为了除去中心薄弱部分及更好地热处理以及取样检验转子锻件的质量,在转子轴中心镗出中心孔。但转子高速旋转时,在中心孔壁上的切向拉应力很大。因此转子锻件应有足够的强度以承受上述各种应力,并有尽可能高的塑性与韧性,以及较低的脆性转变温度,防止转子锻件脆断。此外还要求残余应力保持在最小的限度之内,转子锻件应无危害性的缺陷。现在冶炼及浇铸技术已能保证锻件中心质量,因此正向无中心孔转子发展。

励磁绕组在转子铁芯里产生磁场,因此对转子锻件除在机械性能方面有所要求外,在导磁性能方面也有一定的要求。材料的化学成分和热处理工艺,对导磁性能都有一定的影响。镍元素在4%以下会改善材料

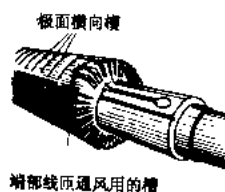


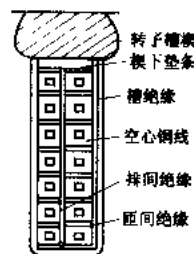
图2 透平发电机转子本体

的导磁性能,钒在0.25%以内对材料磁性也无直接影响,其他合金元素会削弱材料的磁性,碳对导磁性能影响最大,因此转子铁芯及轴多用机械强度高、导磁性能好的Cr-Ni-Mo-V合金钢锻压成形。转子截面形状变化会引起应力集中,因此转子截面形状变化要圆滑过渡,尽量减少应力集中。

转子本体段四周有辐射状排列的齿和槽,见图2。大齿中心为磁极中心,称为直轴,小齿区中心称为交轴。为了使直轴和交轴两个方向的刚度尽可能一致或接近,一般对200 MW及以上容量的转子需在大齿上开横向槽,以消除双倍频率(100 Hz)的振动。对125 MW及以下容量的转子,即使不开横向槽,倍频振动也不会太大。对四极转子,由于机械上互成90°的各个方向的刚度是相等的,因此不存在倍频振动的问题。另外转子设计时应考虑到各阶临界转速,并使它远离额定转速的±10%。

励磁绕组 空气冷却的励磁绕组由裸扁铜线绕成,为同心式线圈。各线匝之间垫以绝缘(一般用两层0.2mm厚的环氧玻璃布板),线圈与铁芯之间有环氧粉云母或玻璃布薄膜组成的槽绝缘。

水内冷的励磁绕组用空心铜线(一般中、小容量转子用正方形截面)绕成,槽内布置如图3所示。铜线用云母带连续包扎。槽绝缘如上所述。绕组嵌线后热压成形,用槽楔固定。励磁绕组经引线与集电环联结,再经电刷与外面励磁系统组成电路。



气体内冷转子有的采用轴向通风方式,在槽底下开出轴向具有斜度的通风槽,槽楔开有不同尺寸的通风孔,使各个沿轴向分布的径向通风支路风量分配均匀(参见彩图插页第32页67图)(见透平发电机冷却方式)。转子绕组每匝由两根含银铜排组成,在转子本体长度范围内为实心铜线,铜线沿宽度方向有两排腰圆形通风孔。端部为H形铜排,两根反向拼在一起,中间形成一个通风道。转子槽内,在槽楔下垫条与线圈之间,以及线圈端部护环绝缘内表面,均有聚四氟乙烯滑动层,以便于线棒自由胀缩。在槽楔下,埋置镀银的阻尼铜排,使发电机具有良好的阻尼性能。采用无刷励磁的氢内冷转子,励磁引线经径向导电螺杆及中心孔内的轴向导电引线,与励磁机导电引线在联轴器处连接导电。径向导电螺杆的离心力全部作用在轴向引线的螺纹拧合处,因此轴向和径向导电螺杆都采用导电性能和机械性能好的铸铜锻件加工而成。

气体内冷转子也有采用斜流气隙取气通风方式

的,转子绕组每匝由扁铜线组成,扁铜线上铣有两排相互错开而倾斜方向相反的若干个长方形孔,或在两侧铣出相互错开的凹形槽,这样在槽内形成两条斜流通风道。槽楔分区开有进风斗或出风斗;进风斗在气隙取气,气流沿斜流通风道,反向后从出风斗排出(见透平发电机冷却方式)。

护环和中心环 护环用来保护转子端部绕组在运行或超速时不至于破裂飞逸。中心环用来加强护环刚度和防止端部绕组轴向移动。

透平发电机护环和中心环的结构大致可以分两大类:①刚性护环,护环一端热套在转子本体端部上,另一端热套在中心环外径上,中心环又热套在轴上。这种结构适用于小容量发电机,优点是结构简单,但受轴的挠度影响,长期运行后热套面容易磨损和开裂。②悬挂式护环(参见彩图插页第32页66图),护环一端热套在中心环外径上,另一端热套在转子本体上,并用开口弹簧环键予以固定,或者用突齿结构和键予以固定。中心环与轴之间有间隙。这种结构用于中、大型发电机,结构较复杂,但不受轴挠度的影响,长期运行后,热套面不会产生磨损或开裂。

由于护环在高速旋转时,受到端部绕组离心力和护环自身质量引起的离心力的作用,强度要求很高。另外护环套装在转子端部绕组外面,为了减少漏磁,护环一般采用高强度非磁性的奥氏体钢,多属Mn-Cr系列。最近推荐采用18Mn18Cr钢种,其抗应力腐蚀性较强。中心环通常采用合金钢35SiMn,对大容量透平发电机,为了减少端部漏磁,也有采用非磁性钢40Mn18Cr3的。

风扇 转子两端装有同轴风扇,有离心式和轴流式两种,鼓动冷却气体冷却发电机绕组、铁芯等。

空气冷却的小容量透平发电机采用离心式风扇,风扇置于转子两端护环外侧轴上,主要冷却定、转子绕组及定子铁芯等。离心式风扇采用焊接工艺性好的锅炉钢板或低合金钢板焊接而成。

中等以上容量双水内冷透平发电机采用轴流式风扇,风扇置于两端外侧轴上,主要冷却定子铁芯。其风压和流量不需要很大,因此在定子上不设置导向静叶片。风扇采用单级装配式,动叶片装在风扇环上,风扇环再固定在风扇座上。动叶片采用模锻铝合金,风扇环和风扇座采用高强度40Cr2MoV合金钢。

对大容量氢内冷透平发电机,转子风扇采用单级或多级轴流式风扇,冷却定子铁芯、转子绕组和定子端部结构件。为了提高风压、流量和效率,在定子上装为导向静叶片。风扇采用装配式结构,动叶片根部用工字型槽固定在风扇环槽内,风扇环热套在轴上。动叶片采用模锻铝合金,风扇环采用高强度40Cr2MoV合金

钢。

透平发电机最大容量或输出功率 (turbogenerator maximum capacity)

当冷却介质压力在高限,介质温度在低限或规定值,而除电流外的其他参数均在额定值时透平发电机允许的最大连续负载,用kV·A或MV·A表示。

汽轮机在一定条件下容许在发电机端连续输出最大功率。汽轮机的最大功率也称保证最大连续出力(MCR),是指汽轮机在制造厂所保证的最大连续进汽量及所规定的工况条件(如冷却水温度)下在发电机端连续输出的功率。有些国家要求发电机的最大容量与汽轮机的最大输出功率相匹配。美国要求发电机的额定功率与汽轮机的最大计算出力相匹配,不主张降低冷却介质的温度来提高发电机的过载能力。根据原苏联国家标准,如冷却水温度不超过20℃(对额定功率为800MW及以上的机组,不超过33℃),功率因数为额定值时,汽轮发电机允许长期带110%额定有功功率运行。

燃气轮发电机的峰值容量是指在额定频率、额定电压和额定功率因数以及二次(最终)冷却介质(水或空气)温度在现场运行规定范围内时,发电机的温升和温度可比基本容量时(见透平发电机额定功率)高15℃时的发电机出线端连续输出的视在功率。但以峰值容量运行时,绝缘老化速率是基本容量时的3~6倍,将导致电机寿命缩短。燃气轮发电机作为调峰用时,可在峰值容量运行。

土石方施工

(earth and rock work) 土石方的施工,一般先从厂区场地平整开始,待平整后,进行方格网、轴线和基坑的测量定位工作。土石方工程包括:场地平整、储灰坝和路基填筑、建(构)筑物基础的基槽开挖和基础混凝土浇筑后的回填土、土石方的运输等内容。

土石方挖掘 土方工程开挖前要做好排水措施,防止雨水流入基坑,及将基坑中的雨水及地下水抽出。可在基坑周围开挖排水明沟或设置临时下水道,基坑内设集水沟、集水井等措施。基坑的边坡要根据土质和地下水位来选定,防止坍塌。基坑周边临时运土道路,要离坑边有一定距离。坑边不许堆放土方或重物,防止坍方。

在地下水位较高而开挖深度低于地下水位,该处土层具有一定的渗透系数时,要采取降低地下水位措施后才能开挖。降低地下水位有轻型井点、喷射井



点、深井泵井点等多种方法,可根据土层情况选用。如开挖深度较大而上口又不能放出足够的边坡时要采取支护措施后开挖。支护措施有简单的板桩、槽钢、钢板桩、预制钢筋混凝土板桩、水泥搅拌桩、灌注桩、土层锚杆地下连续墙等。支护措施要经过仔细地设计,经过批准并由有经验的施工人员严格地执行。

主厂房的地下工程复杂,工程量大,各类设备基础及工业管沟布置密集,埋置深,通常基坑的挖掘采取大揭盖的开挖形式,即选定一个合适的底标高,将该标高以上的土层全部一次连续挖掉,个别基础的底标高不够时再用其他机械单独处理。土方开挖常用的机械有单斗挖掘机、多斗挖掘机、铲运机、推土机等多种。

石方工程和冬季厚冻土层的挖掘采用爆破施工。先在垂直于岩层走向的面上钻孔(打炮眼)。炮眼的深度根据石质及需要来决定。常用炸药有TNT(学名三硝基甲苯)、硝酸炸药和酸质炸药,均成包供应。引爆材料有电雷管和火雷管两种。一般每次爆破会有许多炮眼。雷管在引爆后要隔一定时间(约5 min)才能进入现场,并要核对爆炸声次以确定有无瞎炮。瞎炮要查清原因后单独处理。每次爆破前都要检查响区内有无人员进入停留,确认无人后进行。雷管和炸药要由专人专车分别运输,在现场较远处设专用仓库储存并由专人严格管理。仓库要求防潮、防高温气候。

除上述打炮眼爆破施工外,也有简单地将组成的药包直接贴在需爆破物体表面进行爆破的,此法常用于单体较大的石块等。

土石方运输 施工中的土石方应及时运走,需用来回填的在现场另设堆土场存放,不允许堆置在基坑边。运输量占土石方工作量的很大比重,因此,土石方的运输是决定施工进度和工程造价的一个重要因素。在土石方施工前,应根据挖方和填方的数量差及土的松散系数和压密系数之差进行土石方平衡计算,按照运距最短、运程合理选择堆土场和弃土场。要制订运输和堆放规划,对各个工程项目的施工顺序做好调配工作,以减少重复搬运。运输多使用可倾式汽车,也可用拖拉机拖带拖斗、带式输送机或矿车等机具。

土方的回填 土料在机械外力的作用下,土粒互相靠近,可以提高强度,降低土的压缩性和透水性。常用的压实机械有电动打夯机、柴油打夯机、碾筒碾、羊足碾、气胎碾以及各类振动夯等。

火电厂基坑的回填数量虽不大,但要求回填的质量高。因为,很多设备基础和构筑物基础对回填土的压缩性和透水性有一定的要求,以确保在使用过程中,不致发生超过允许的沉降量或出现较大的不均匀沉降。回填土的质量控制,一般应根据设计规定的干容重,经试验后确定填料的最优含水量和压实遍数来保证。回

填土的土料中要清除淤泥和淤泥质土。

lul · zhucheng

推力轴承 (thrust bearing) 汽轮机中承受转子轴向推力并限制其轴向位移的滑动轴承。虽然大功率汽轮机普遍采用高、中压缸对头布置和低压缸为分流双排汽口对称布置,可以抵消大部分轴向推力,但剩下的未能平衡的轴向推力仍要由推力轴承承担。此外,汽轮机工况变化,如负荷变化、停高压加热器、甩负荷,或蒸汽带水等情况,会使推力突然增大或出现负推力。因此,必须采用具有前后两个推力环的推力轴承,以确保汽轮机动静部分轴向不碰磨。

结构 汽轮机推力轴承一般采用具有斜面的固定瓦块或具有活动的可倾瓦块,但多为可倾瓦块。推力轴承的推力环分为两半(图1, b),上有可倾瓦块8~12块。转子上有推力盘,推力轴承在推力盘的两侧各有一个推力环(图1, a)正常工作时承受推力的推力环上的可倾瓦块称为工作瓦块,另一推力环上的可倾瓦块称为定位瓦块。

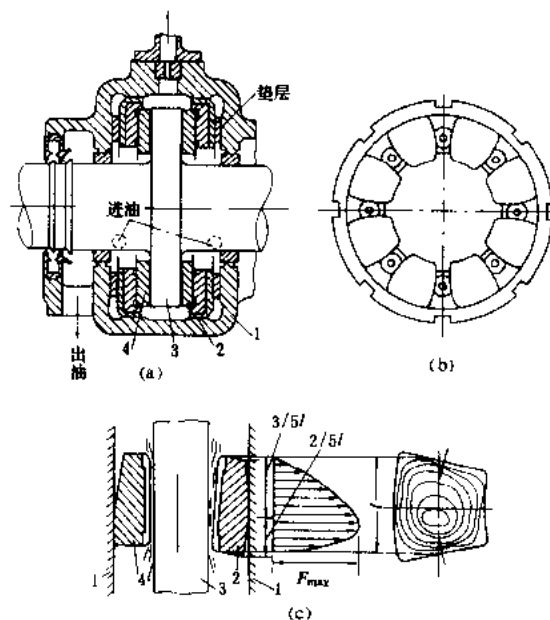


图1 推力轴承

(a) 整体结构; (b) 推力环; (c) 工作原理示意

1—轴承体; 2—工作瓦块; 3—推力盘; 4—定位瓦块

推力瓦块与推力盘之间留有一定的轴向间隙,此间隙即推力盘在推力轴承中的窜动量,其值一般为0.3~0.6 mm。各推力瓦块须受力均匀,各瓦块厚度差应不大于0.02 mm。如推力轴承具有平衡瓦块结构,瓦块的厚度差可以放宽一些。推力瓦胎用磷锡青铜铸造,瓦胎上有燕尾槽,浇铸乌金,乌金厚度一般不大于1~

1.5 mm,以防止发生乌金熔化事故时使通流部分发生摩擦。

工作原理 可倾瓦块由摆动线或摆动棱角作为支点支撑在推力环上,可自由摆动,在汽轮机运行时能自动调整倾角,与推力盘形成油楔。工作原理见图 1(c)。工作时推力盘将润滑油带入油楔建立油膜压力,形成液体摩擦。图中横向箭头表示瓦块中心线上的油膜压力分布,瓦块平面上的封闭曲线为等压线。因可倾瓦块能自动调整油楔形状,使各点油膜压力的合力必然通过瓦块的支点,可使瓦块各点的油膜压力较为均匀,从而提高了推力轴承的承载能力。

推力瓦块平均比压设计值约为 1~2.5 MPa,实际承受能力可达 3~6 MPa。一般规定推力瓦块进油温度为 35~45℃,出口油温不得超过 65~75℃。有的厂家规定推力瓦块温度在 66~99℃之间,107℃报警,112℃跳闸。一般在瓦块上设有直接测量乌金表面温度或油膜压力的监视仪表。

典型推力轴承 现常用的可倾瓦式有密切尔式、LEG 式和金斯伯里式等几种。

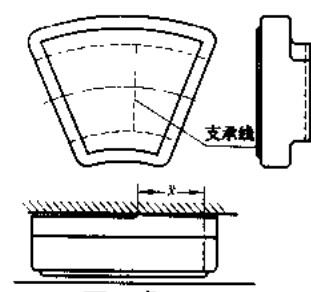


图2 密切尔式推力轴承瓦块 块的前缘开有供油沟槽如图3所示,它明显的优点是轴承油流量小,耗功低,承载能力高。特别适用于大功率汽轮机组。

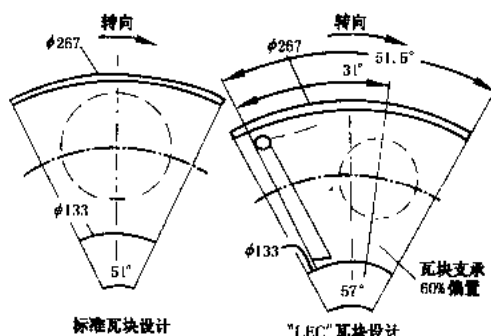


图3 标准瓦块设计与“LEG”瓦块设计的比较

推力瓦块上油膜压力分布如图4所示,其油膜压力的合力通过摆动中心A。

金斯伯里(King-sbury)式推力轴承。布置方式如图5。轴承的摆动瓦为点支承,它支承在由中间垫块组

成的杠杆均衡系统上,当个别瓦块高出其他瓦块或载荷增大时,中间垫块可围绕摆动中心摆动而下降,并将

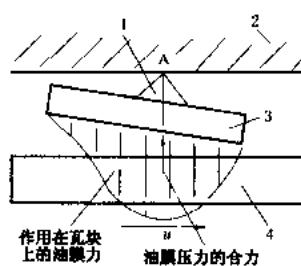


图4 推力瓦块上的油膜压力

1—支点; 2—轴承体;
3—推力瓦块; 4—推力盘

力传递到邻近的瓦块,达到各瓦块均匀承载的目的。

推力轴承的支持方式有固定式或球面式两种。球面结构能随主轴挠度自动调整角度,保持推力瓦受力均匀;推力轴承可做成独立体,也可与支持轴承组合成一整体,后者称为推力支持联合轴承(图6)。

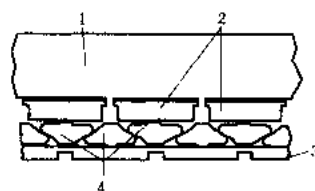


图5 金斯伯里推力轴承瓦块布置方式 (第一排和第二排垫块支撑点不在一个平面上)
1—推力盘; 2—瓦块; 3—支架; 4—中间垫块

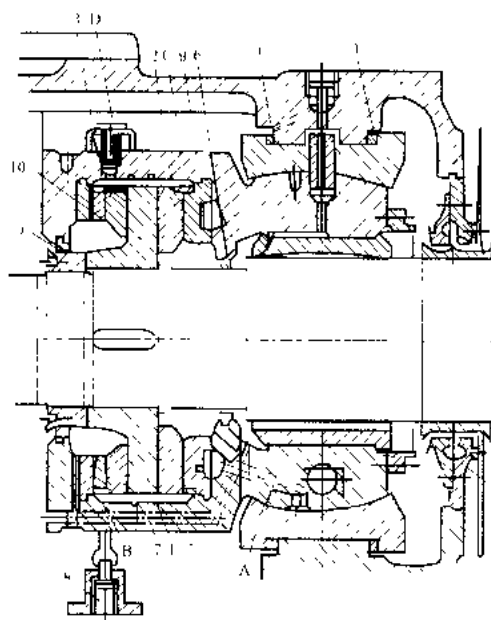


图6 推力-支持联合轴承

1—调整圆环; 2—工作瓦片; 3—非工作瓦片; 4、5、6—油封; 7—推力盘; 8—支撑弹簧; 9、10—瓦片安装环; 11—油档

tuihuo

退火 (annealing)

将金属构件加热到高于或



低于临界点,保持一定时间,随后缓慢冷却,从而获得接近平衡状态的组织与性能的一种金属热处理工艺。目的是使材料软化,增加塑性韧性,使化学成分均匀化,去除残余应力或得到预期的物理性能等。按退火的目的及其工艺不同,可分成扩散退火、完全退火、不完全退火、再结晶退火、去应力退火、消除铸铁白口退火、可锻化退火等。

扩散退火 常用于钢锭与铸钢件。铸件加热到 A_{C3} 以上 $150\sim 200^{\circ}\text{C}$,一般为 $1050\sim 1200^{\circ}\text{C}$,长时间保温后,缓慢冷却,使铸件的化学成分均匀化。

完全退火 常用于低碳钢铸焊件及中碳钢锻轧件。构件加热到 A_{C3} 以上温度,对碳钢为 $A_{C3}+(30\sim 50^{\circ}\text{C})$,对合金钢为 $A_{C3}+(50\sim 70^{\circ}\text{C})$,加热速度不宜过快。保温后缓冷,从而使工件的组织细化,降低硬度,便于加工。

不完全退火 常用于过共析工具钢、轴承钢。毛坯

件加热到 A_{C1} 以上 $20\sim 30^{\circ}\text{C}$ 保温后缓慢冷却或冷至稍低于 A_{C1} 的温度等温冷却(等温退火),从而使毛坯的碳化物组织球化,降低硬度,以便切削加工和为最后淬火做好组织准备。

再结晶退火 常用于加工应变硬化(或称冷作硬化,即冷加工硬化)后的金属件,消除加工硬化,以利于再度加工成形。一般将构件加热到该材料的再结晶温度以上约 200°C ,加热保温后缓冷或空冷。再结晶退火中无相变发生。

去应力退火 将存在较大残留应力的铸钢件、焊件或锻轧件,加热至 A_{C1} 以下,对碳钢来说加热到 $500\sim 680^{\circ}\text{C}$,保温后,缓冷至 200°C 以下出炉,应力便可得到基本消除。去应力退火中也无相变发生。此工艺也可用于铸铁件。

对于铸铁件,还有消除部分白口、改善切削加工性能的退火和获得石墨呈团絮状的可锻化退火等。

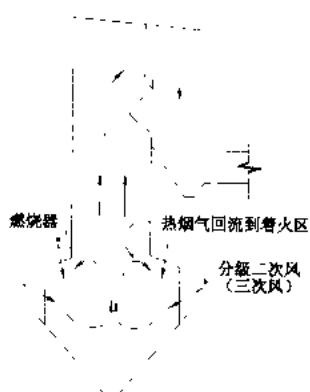




W xíng huoyan lú

W形火焰炉膛 (W-flame firing furnace; downshot furnace; arch fired furnace)

燃烧器置于炉膛前后墙拱顶,燃料和空气向下喷射,燃烧产物转折180°后从前后拱中间向上排出而形成W形火焰的燃烧空间。燃烧器在前墙单拱布置向下喷射的U形火焰锅炉早已在中、小容量电站中有效地燃用低挥发分煤种,到二十世纪60年代开始出现W形火焰锅炉,最大单机容量为英国Aberthaw“B”电站的500 MW机组,锅炉蒸发量为1519 t/h。由于W形火焰锅炉具有较好的燃用低挥发分煤种的性能,中国于80年代末引进了6台350 MW容量级的W形火焰锅炉,分别装于上安、岳阳和珞璜三个电厂,几乎代表了W形火焰锅炉的全部流派,到1999年底,中国投运的W形火焰锅炉已有16台之多。



W形火焰炉膛示意图

W形火焰可看成双U形火焰(见图),最主要的特点是煤粉/空气流以较低速度和较高煤粉浓度由拱顶的燃烧器向下喷射入炉膛,在炉膛下部,着火燃烧的火焰转折180°向上而行,在下炉膛的拱顶附近部分高温烟气被回流卷吸到燃烧器射流的根部,直接加热煤粉/空气射流,再加上火焰的高温热辐射,使一次风煤粉气流得到迅速的加热而着火燃烧。布置在前后墙上的三次风(tertiary air)喷口,分级送入补充煤粉燃尽所需的其余空气量。通常在拱顶及炉膛四周的水冷壁上,还根据不同燃煤特性的需要敷有一定数量的卫燃带。这种独特的炉膛与火焰流动结构,为低挥发分煤的着火和燃尽创造了比其他燃烧方式更为有利的条件。

• 752 •

顶置的下射式燃烧器既可是简单缝隙式直流燃烧器,或带有旋风筒浓淡分离装置,也可以是带一次风置换热风装置的双调风旋流燃烧器。配置的制粉系统大多数为双进双出钢球磨煤机直吹式系统,以制取较细的煤粉,钢球磨煤机中间储仓制热风送粉系统可能更有利于低挥发分煤粉的着火燃烧,采用中速磨煤机直吹式系统的煤种适应性较差些。

虽然W形火焰锅炉具有较好的低挥发分煤的适用性,但实际燃用煤种主要是贫煤,干燥无灰基挥发分 V_{daf} 为12%~17%。此时,最低不投油稳燃负荷约为10%~60%的额定负荷。当然用 $V_{daf} \leq 10\%$ 的无烟煤时,即使在额定负荷下,尚有可能出现燃烧不稳定问题。对于同等容量的煤粉燃烧锅炉,采用W形火焰燃烧方式较之常规燃烧方式(四角燃烧或墙式对冲燃烧),锅炉本体的造价大致要增加15%~25%。W形火焰锅炉在额定负荷下的 NO_x 排放量,一般为850~1300 mg/m³(标准, $O_2=6\%$),与液态排渣锅炉相近,远高于常规燃煤锅炉的 NO_x 排放量。因此,在锅炉选型时应慎重为宜。

Waigaoqiao Fadianchang

外高桥发电厂 (Waigaoqiao Power Plant)

厂址位于上海市浦东新区,长江口南岸,西与外高桥新港区相连,南与外高桥保税区相邻,与上海市中心直线距离18km。一期工程4×300 MW国产引进型机组,二期工程正在建造2×900 MW超临界进口机组。

建设简史 一期工程1992年10月破土动工,1995年1月至1997年9月4台机组全部建成。二期工程利用世界银行贷款。1998年11月汽机和锅炉两岛供货合同签订,计划于2003、2004年两台机组分别投产。

厂址条件 厂区及岸线范围东西向为1800m,南北向800m,总占地144×10⁴m²,除一、二期用地外,尚留2~3台900MW机组的扩建余地。总容量可达4800~5700MW。厂区自然地坪平坦,厂址前沿长江深水线可通航35000t级轮船,取水条件良好,土质以黏土、粉砂为主,主厂房桩长达72m。一、二期燃料均为神府东胜煤,由35000t级煤船直驶电厂专用码头。

技术特点 一期工程采用上海电气集团公司制造的引进型设备,在建设的过程中,对设计、制造、安装和调试均采取了优化措施,因此投产后具有较高的可靠性和运行效率,机组实际带循环负荷调峰运行,最低负荷为120 MW。一期工程运行经济指标见表1-1、2、3号机组分别创投产第1年连续运行152天、269天和243天的高纪录,在1997年全国大机组竞赛中1、2、3

表 1 电厂运行经济指标

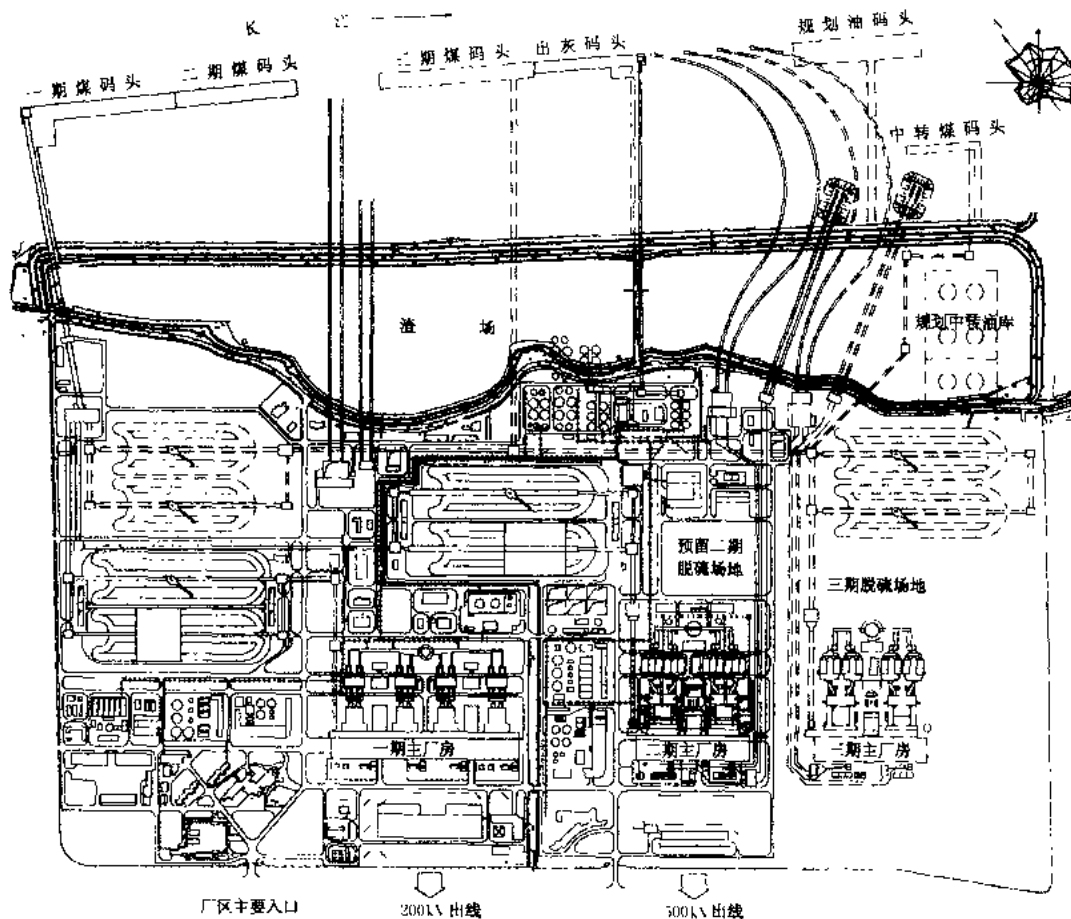
年份	发电量 [(kW·h) ×10 ⁸]	厂用电率 (%)	发电标煤耗 [g/(kW·h)]	供电标煤耗 [g/(kW·h)]	负荷率 (%)	强迫停运 次数 [次/(台·年)]	发电设备年 效可用系数 (%)
1996	34.31	5.96	335	356.2	79.5	7.5	82.3
1997	55.33	5.82	328.9	348.2	71.4	1.83	89.9
1998	65.94	5.57	327	346	71.7	0.43	89.9

* 机组在满负荷时厂用电率为 4.37%~4.86%，120MW 时为 7.74%。

号机组得第 1、2、3 名。1998 年国家电力公司授予外高桥电厂为一流火电厂的称号。

总平面布置 厂区一次规划、分期建设(见图)。沿岸线布置三个卸煤码头泊位、一个装灰码头泊位、三座

循环水泵房及取、排水口，还预留中转煤场。灰库区和渣脱水仓集中布置在岸边灰码头附近。全厂设一个网控楼。一期工程占地 $47 \times 10^4 \text{m}^2$ ，二期工程占地 $51 \times 10^4 \text{m}^2$ 。



外高桥发电厂总体布置图

系统连接 一期工程以 220 kV 7 回线向系统供电，采用屋内配电装置，二期工程以 4 回 500 kV 线向系统供电，采用 GIS 设备，厂用备用电源均取自 220 kV 系统。

主要设备 各期工程主要设备见表 2。

自动化水平 一期工程采用单元机组的机、炉、电集中控制，每两台机组一个控制室，主要控制设备采用美国 MCS 公司 MAX-1000 分散控制系统，覆盖范围

为 DAS、CCS、BMS、SCS。在日常运行中，电网调度所可通过 AGC 装置直接遥控机组负荷 (230~300 MW)，电厂投产后，又进一步将灰、渣控制系统、凝结水精处理和化学补给水处理的控制系统移至机炉集控室操作，进一步减少了值班人员。

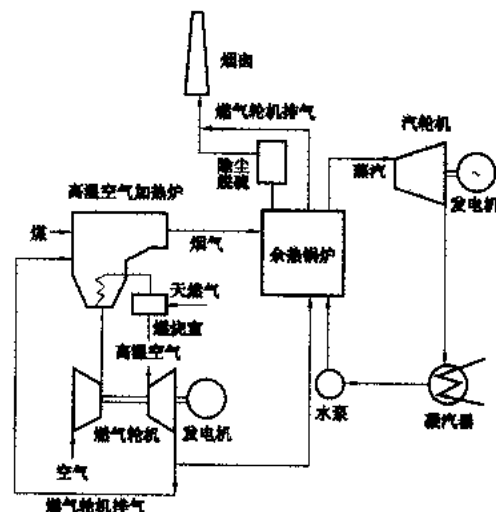
灰、渣场 电厂采用灰、渣分排，干灰干除，粗细分储，为综合利用创造了条件。渣场系利用厂区前沿海地围筑，渣堤以长江新大堤的防洪标准设计。灰场设计

表 2 各期工程主要设备

分期	设备名称	型号及参数	台数	制造厂
一期	锅炉	亚临界中间再热控制循环汽包炉 1025 t/h, 18.3 MPa, 541/541℃	4	上海锅炉厂
	汽轮机	N300-16.7/537/537 单轴双缸双排汽一次再热凝汽式汽轮机	4	上海汽轮机厂
	发电机	QFSN-300-2 水氢氢	4	上海电机厂
	给水泵配置	2×50%汽泵+1×50%电泵	4套	上海汽轮机厂, 上海电力修造厂
	旁路	40%容量的高低旁路	4套	Sulzer
二期	锅炉	超临界四角燃烧塔式炉 2790 t/h, 25.955 MPa, 541.7/566℃	2	ALSTOM-EVT
	汽轮机	单轴超临界高压单缸中压单缸双流低压双缸双排汽一次再热凝汽式汽轮机 900 MW, 24.955 MPa, 538/566℃	2	SIEMENS
	发电机	水氢氢 27 kV	2	SIEMENS
	给水泵配置	2×50%汽泵+1×40%电泵	2套	
	旁路	100%容量高压旁路, 50%容量低压旁路	8套	

厂址下游 14km 长江浅滩围堤而成, 分期建设, 可满足电厂规划容量的储灰量, 干灰以皮带输送装船, 运至储灰场卸煤码头, 堆积于灰场, 也可用灰罐车装至使用场所。

环境保护 采用低硫煤、高效静电除尘器、低 NO_x 燃烧器、四管集束烟囱, 高度 240 m 等措施, 控制烟气中 SO_2 、 NO_x 和粉尘排放, 在环保要求范围内。废水集中处理合格后排放, 渣水澄清后重复利用, 无灰水排放。灰、渣除综合利用外, 渣场分期堆满后, 覆土作为二期煤场, 灰场堆灰后可覆土造地。输煤系统设置水喷淋、喷雾、真空吸尘等治理设施。厂区设置各区域绿化带, 绿化系数 20%。建筑设计上讲究艺术, 建筑群体相互协调, 既保持工业厂房的本色, 又具有建筑美感, 与浦东开发区景观相协调。



外燃式联合循环原则性系统图

walanshi ranmei lianhe xunhuan

外燃式燃煤联合循环 (indirectly coal fired combined cycle)

一种燃煤的燃气-蒸汽联合循环, 压缩后的空气在燃煤锅炉中加热, 作为燃气轮机的工质。燃烧产生的烟气不和燃气透平直接接触, 避开了高温烟气净化的难点, 又使燃气透平叶片免受粉尘的影响。在现有技术水平下, 效率可达 47% 以上, 与其他先进的燃煤发电技术相比风险较小, 但空气锅炉的尺寸很大。

工作过程和技术特点 外燃式联合循环可以有多种不同的系统, 下图所示为一原则性系统图。

空气经压缩后 (压力约 1.2 MPa) 进入一台燃煤的高温空气加热炉中, 加热到燃气轮机的入口温度, 加热后的清洁空气在燃气透平中膨胀做功, 输出功率约占系统总输出功率的一半以上。部分燃气轮机排气和加热炉的烟气分别通往余热锅炉, 产生的蒸汽经过加热后供给汽轮机发电。约 40% 的燃气轮机排气通往空气加热炉作为燃烧用空气。目前, 用来加热空气的热交换器的管子材料, 无论是合金或陶瓷, 要在燃煤环境下工作温度超过 1400℃ 是不大可能的。避开这一难点的

可能途径是: 在加热炉中将空气加热到一个合理的温度, 如 980℃, 空气加热管的对应工作温度约为 1100℃。然后利用天然气或合成煤气在燃烧室中补燃, 将空气温度进一步升高到燃气轮机的入口温度 (在目前技术水平下约为 1285℃)。在这种条件下, 总的能量输入中煤占 65%, 天然气或合成煤气占 35%。

外燃式联合循环的主要技术特点是: ①利用高温燃气轮机组成联合循环以提高效率, 而固体燃料 (煤) 只需在常压炉中燃烧; ②清洁的压缩空气在锅炉中加热后作为燃气轮机的工质, 燃气透平只接触清洁的空气, 不存在磨损和高温腐蚀问题; ③避开了高温燃气净化的难点。

在上述系统中燃煤的高温空气加热炉是开发的重点, 其他各子系统均可采用现有的成熟技术。空气加热炉的开发要着重两个方面, 一是高温材料, 二是运用流体力学和传热学理论, 使加热炉的热交换表面免受煤灰和其他腐蚀物质的损害。

研究开发情况 美国能源部为加速高效、低污染的燃煤发电技术的推广应用, 其所属的联邦能源中心

(FETC) 推出燃烧 2000 (Combustion 2000) 项目。目标是在保持发电成本不变,甚至下降的前提下,大幅度改善燃煤发电的效率和环境性能。该项目称为高性能发电系统 (high performance power system, HIPPS), 包括了外燃式联合循环系统的研究开发。下表列出了 HIPPS 的目标。

项 目	单 位	现有电站	HIPPS 目标		NSPS
环境性能	SO ₂	mg/MJ	25.8	25.8	258
	NO _x	mg/MJ	25.8	25.8	258
	粉尘	mg/MJ	1.29	1.29	12.9
净效率 (HHV)	%	35	47~50	>55	
发电成本	%	100	85	80	
实现时间			2005 年	2010 年	

注: NSPS 为美国环保局标准。

HIPPS 项目分成三个阶段: 第一阶段自 1992 年 3 月开始, 主要进行系统性能分析和子系统及部件的技术评价。还包括一个 300MW 等级商业电厂初步设计的准备。第二阶段自 1995 年开始, 主要进行子系统的开发和试验, 商业电厂设计的更新和中试电厂的选址和工程设计。第三阶段要进行中试电厂的施工设计、建设和运行, 计划在 2004 年完成。

在第一、第二阶段中, 选择了福斯特·惠勒发展公司 (Foster Wheeler Development Corporation) 和联合技术研究中心 (United Technologies Research Center) 作为项目承担单位。

联合技术研究中心设计的空气加热炉分成两部分, 高温段为液态排渣的辐射式加热炉, 利用燃煤火焰的辐射放热来加热管内空气。高镍耐热合金制成的加热管埋设在炉墙的耐火层中, 以保护管子免受燃烧产物的损害。一道自上而下的渣帘将炉膛分隔成液态渣区和干渣区, 渣帘能吸附烟气中的灰渣, 减少灰渣在低温段的沉积。在渣帘后引入再循环烟气使烟温降低; 低温段设置对流换热器, 把由压气机送来的空气加热到约 700℃。一次空气分级进入, 以控制燃烧温度, 降低 NO_x 生成。由于受材料限制, 目前空气在加热炉中只能加热到 927℃, 约占加热量的 55%。然后在燃气轮机燃烧室中通过天然气燃烧继续加热到燃气轮机入口温度。

福斯特惠勒设计的系统中采用一个部分气化炉, 将煤分解成低热值煤气和焦炭, 焦炭在空气加热炉中燃烧。燃气轮机排除了用于部分气化炉和空气加热炉的燃烧室作为气化剂或燃烧气体外, 还在余热锅炉中用于产生蒸汽, 蒸汽在空气加热炉中进一步过热后供给汽轮机。

第二阶段的研究试验工作目前正在进行中。HIPPS 项目总经费预算为 108 亿美元。

中国某些高等学校和研究机构结合循环流化床气

化炉和锅炉的设计, 也在研究这种联合循环方案。

Wai zhi hua chuang huan re

外置流化床换热器 (external fluidized bed heat exchanger, EFBHE) 布置在循环流化床锅炉灰循环回路中的一种热交换器, 简称外置床。外置床的功能是将循环灰载有的一部分热量传递给一组或数组受热面, 兼有循环灰回送功能。它通常由一个灰分配室和一个或若干个布置有浸埋受热面管束的床室组成, 这些管束按灰的温度不同可以是过热器、再热器或蒸发受热面, 外置流化床换热器典型结构见图 1。

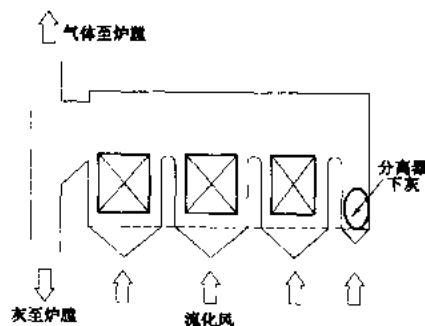


图 1 外置流化床换热器结构示意图

外置流化床采用低速鼓泡流化床运行方式, 因为循环灰平均粒径较小 (一般 100~500 μm), 流化速度 0.3~0.5 m/s, 即可保证正常流化, 因此灰粒对受热面管束的磨损很小, 管束的使用寿命较长。外置流化床换热器一般采用钢板结构, 内衬耐火材料。也有的 CFB 锅炉采用了水冷壁外置床结构。设置外置流化床换热器是 Lurgi 型 CFB 锅炉的主要特征, 其布置方式见图 2。高温分离器分离下来的高温灰一部分通过回料控制器直接进入燃烧室, 一部分通过锥形阀送入外置床中。

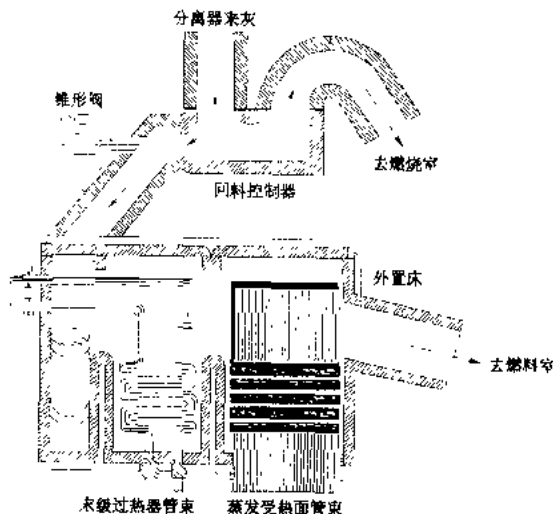


图 2 外置床布置图

经过换热后再进入燃烧室。

外置床的设置将 CFB 锅炉燃烧与传热过程部分分离,解决了炉内受热面布置空间不足或虽可布置但磨损倾向严重等问题。由于通过锥形阀使进入外置床的灰流量可控,从而使外置床具有调节燃烧室温度和过热器/再热器汽温的功能。这种调节功能的优越性在低负荷和变负荷工况时尤为突出。在 30%~100% 负荷范围内, Lurgi 型 CFB 锅炉通过锥形阀调节进入外置床中的灰流量及一、二次风配比(保持燃烧室过量空气系数不变)即可保持燃烧室温度的稳定,从而保证锅炉稳定运行;同时,调节进入布置过热器/再热器的外置床中的灰流量,可保持过热器/再热器汽温的稳定。一般可设计成再热汽温完全由外置床控制。

由于外置床中可以布置受热面,这样就解决了当锅炉容量进一步增大而燃烧室四周表面积相对不足难以布置所需受热面的矛盾,有利于 CFB 锅炉的大型化。

美国福斯特·惠勒 (Foster wheeler) 公司设计制造的 FW 型 CFB 锅炉将外置式流化床换热器紧靠炉膛布置,并称之为整体式再循环换热器 (Integrated Recycle Heat Exchanger Bed, INTREX),其结构如图 3。美国路易斯安娜州的 Nisco 热电厂两台 120MW (374 t/h, 11.2MPa, 540/540℃) FW 型 CFB 锅炉上即采用了整体式再循环换热器。

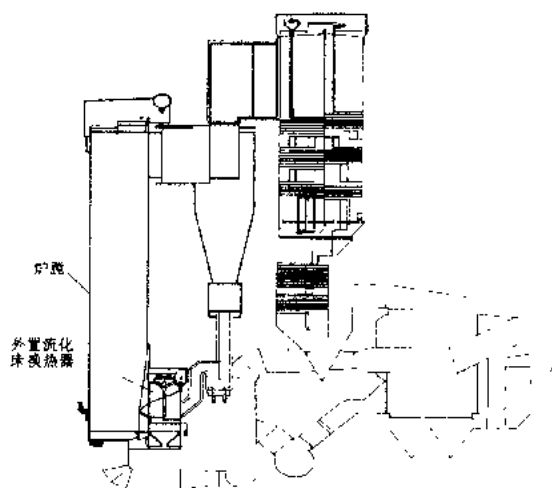


图 3 整体式再循环换热器

网络控制室

网络控制室 (network control room) 布置监视、控制升压站和输电线路电气设备的有关装置及屏柜的控制室,是电厂保证升压站和输电线路正常运行的控制中心。

网络控制采用一般的一对一控制,电厂设有网络控制楼时,网络控制室布置在网络控制楼的最高层,以

下各层分别布置穿行电缆的建筑夹层及有关装置和设备。网络控制室的面积和设备的配置按照网络控制的需要进行安排。典型的网络控制室布置见图 1。主环上

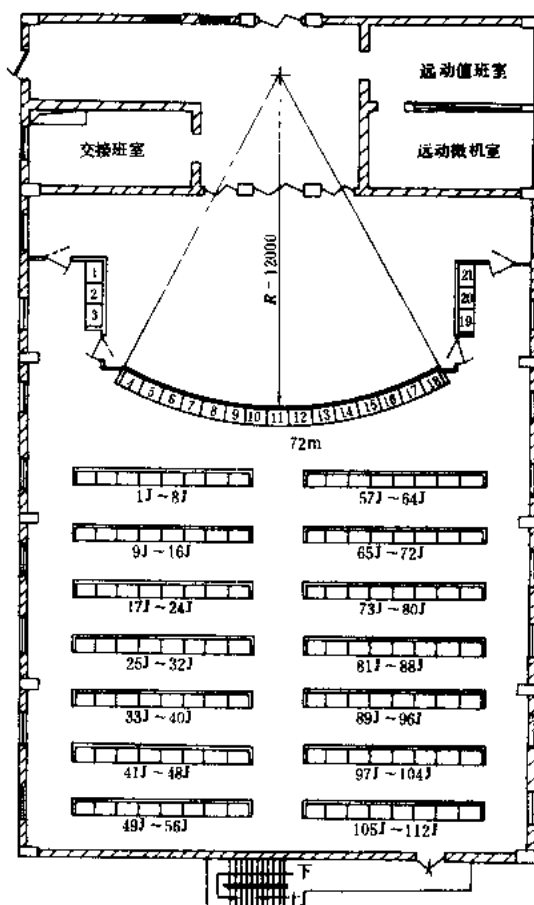


图 1 网络控制室平面布置图

1~21 控制屏; 1J~112J 继电保护、变流器及电能表屏

面布置输电线路、联络变压器和母线设备控制屏,通常采用 II 型或直

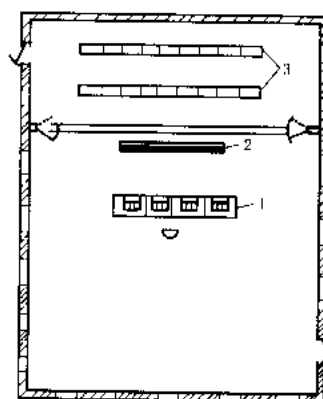


图 2 微机监控的网络控制室布置图

1 CRT 键盘; 2—模拟屏; 3—计算机柜、变流器和电能表屏

列式布置。保护屏、电能表屏等放在控制室后面。

网络控制采用微机监控方式时,网络监控装置一般布置在电厂第一单元控制室内,监控用 CRT 和键盘可布置在两台机组监控设备的中间或侧面,计算机柜等设备

可和机组电子设备间布置在一起。经技术经济比较单独设网络控制室合理时,控制室布置可见图2,CRT和键盘布置在控制室中央,如有模拟屏时放在后面,计算机柜、打印机及接口装置等布置在控制室或相邻的专用房间内。

wangluo wei jian kong xitong

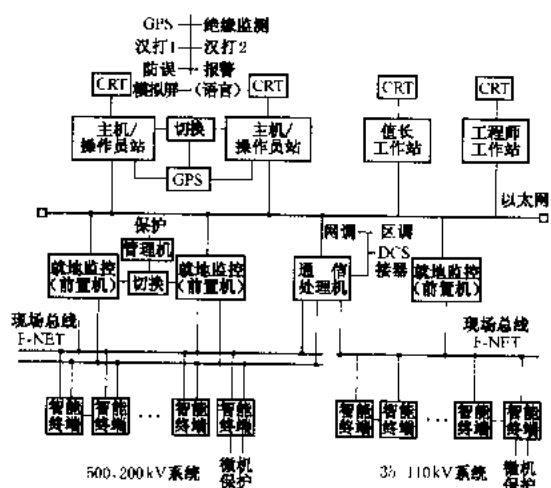
网络微机监控系统 (microcomputer-monitored system for network)

利用计算机技术对网络中的控制对象进行就地监控或在调度端遥控的装置。这种监控系统能提高电网和电厂的调度管理水平,将发电厂、输变电和调度部门联在一起,信息共享,有效地提高了综合自动化水平。同时,应用计算机技术,还可简化二次回路设计、节约控制电缆、缩小控制室面积、有一定的经济效益。

监控系统具有数据采集和处理、事故顺序记录、远方和就地控制、调度通信、同步鉴定、防误操作、人机对话等功能。

网络微机监控系统采用开放式、分层、分布式网络,为提高可靠性、采取双机、双网络系统,就地和远程 I/O 接口,就地单元为具有就地显示和操作功能的智能终端现场总线方式。远程 I/O 和智能终端设备就地布置,利用双绞线或光纤电缆向控制室传输信息,就地设备的安装,要采取保证安全可靠运行的抗干扰和改善工作环境以及便于维护和管理等措施。

微机监控系统的结构方式很多,科研设计和制造部门不断提出硬件和软件的新产品。常用的方案框图如图示。



网控微机监控系统原理框图

该系统设厂级管理层和间隔控制层。厂级管理层采用以太网将两个操作员工作站、工程师管理站、值长

终端、就地监控装置、通信处理机联系起来,进行实时数据交换,各工作站采用UNIX操作系统。间隔控制层上采用500、220 kV和110、35 kV两套子系统,500、220 kV部分用双就地监控装置热备用,双F-NET网热备用方式;110、35 kV部分为单就地监控装置,单F-NET网方式。间隔监控单元为面向功能的分散式监控装置。通信处理机除跟厂级以太网相连以外,还和500、220 kV和110、35 kV现场网和机组分散控制系统(DCS)相连,整个系统为全开放、分布、分层式结构。

保护和控制装置在网络控制室集中组屏,现场智能终端为交流采样,电流互感器和电压互感器的信息直接到监控装置屏上。

线路保护采用微机型保护装置。500、220 kV和110、35 kV系统各配置同步装置,采用串行接口或硬接线与监控装置连接。

网控监控系统的显示方式多数为CRT显示,少数电厂也有大屏幕和模拟屏两种方式。

当发电厂中无独立的网络控制室时,网控微机装置一般设在电厂第一单元控制室内,与机组DCS和运动装置接口,数据共享,实现自动发电控制(AGC)等功能。同时与电厂管理信息系统相连,将有关电力系统、调度的信息传输到管理信息系统中,实现全厂的自动化管理。

wuji baopaqi

危急保安器 (over-speed governor; emergency governor)

防止汽轮机严重超速的保护装置,也称危急遮断器,或称超速保安器。汽轮发电机组超速可使转子部件承受较大的离心力,严重超速可造成机组损坏事故。所以在汽轮机主轴的端部设有危急保安器,当转速达到额定转速的 $110\% \pm 1\%$ 时,危急保安器动作,迅速关闭高中压主汽门、调节汽门和抽汽逆止门,切断一切可能进入汽轮机的汽源,实施紧急停机。危急保安器分为飞锤式和飞环式。

结构和原理 图1为飞锤式危急保安器,飞锤也称撞击子其重心偏离转子轴心,飞锤被弹簧压住,在正常工作转速下,飞锤的离心力小于弹簧的预紧力,飞锤仍保持在原位不动。随着转速的升高,飞锤的离心力也随之增大,当飞锤的离心力大于弹簧的预紧力时,飞锤迅速飞出,撞击在跳闸装置的危急遮断滑阀打击板上,实施紧急停机。随着转速的降低,当飞锤的离心力小于弹簧力时,飞锤恢复到原位。图2为飞环式危急保安器,其工作原理与飞锤式危急保安器相同,其结构仅是以飞环取代飞锤。

试验与调整 见汽轮机超速试验。

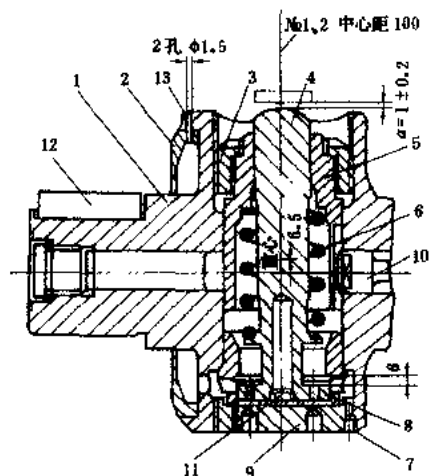


图1 飞锤式危急保安器

- 1—飞锤外壳(短轴); 2—两半环; 3—调整螺母;
4—飞锤; 5—导向衬套; 6—弹簧; 7—螺钉; 8—限位衬套; 9—塞头; 10—特制键; 11—特制螺塞;
12—键; 13—泄油口

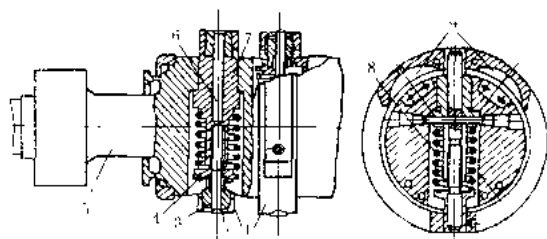


图2 飞环式危急保安器

- 1—飞环; 2—调整螺母; 3—指头;
4—弹簧支架套; 5—转子; 6—导杆;
7—套筒; 8—弹簧; 9—油室

Weikertan Dianchang PFBC lianhe xunhuan jizhu

韦尔坦电厂 PFBC 联合循环机组 (PFBC—CC unit in V artan Power Plant) 建在瑞典首都斯德哥尔摩 (Stockholm) 市的韦尔坦电厂, 为世界上第一座商业化的 PFBC 联合循环机组。它是热电联供机组, 主要在供暖季节 (每年 10 月至次年 5 月中) 带基本负荷运行, 向市中心区供热供电。

韦尔坦电厂的业主为斯德哥尔摩能源 (Stockholm Energi) 公司, 1987 年决定在韦尔坦电厂内建造 PFBC 热电联供机组, 采用煤作为燃料, 以减轻对燃油供应的严重依赖。由于该厂址位于市区, 对电站的建设有严格要求。PFBC—CC 既能满足严格的环保要求, 也能适应拥挤的厂区限制。

韦尔坦 PFBC—CC 机组由两个热输入功率为 200MW 的 P200 型 PFBC 燃烧室模块, 各自同一台发

电功率为 17MW 的 GT35P 燃气轮机相连。两台 PFBC 锅炉产生的蒸汽向同一台发电功率为 108MW 的背压式汽轮机送汽 (蒸汽总流量为 435 t/h)。燃气—蒸汽联合循环总发电功率为 135 MW, 向区域热网供热的热功率为 225 MW。

韦尔坦 PFBC—CC 的热力系统 参见图 1, 增压鼓泡流化床锅炉和两级串联的旋风除尘器组装在一个压力容器之内, 从燃气轮机机组的高压压气机来的压缩空气通过一个同心双层管道的外层环形管中进入压力容器内, 再从流化床锅炉底部经布风板进入炉膛, 对同时进入炉膛的膏状燃料 (由制备好的煤和脱硫剂加水制成) 进行流化燃烧。流化床流化速度 0.9 m/s, 床高 3.5 m, 燃烧压力 1.2 MPa, 温度 860℃, 过剩空气 20%, 产生的高温烟气经过两级旋风除尘后进入同心管道的中心管, 送往燃气轮机, 燃机驱动压气机和发电机。而给水进入增压流化床锅炉的换热埋管中, 产生蒸汽, 送往汽轮机 (入口蒸汽参数为 13.7MPa/530℃)。机组整体示意参见彩图插页第 56 页 122 图。

韦尔坦电厂的地理位置与机组布置 如图 2、3 所示, 电厂用煤采用自卸船运送到厂后, 送至地下岩洞改建的储煤场 (可储存 110000 多 t 煤, 够半个供暖季节的用煤量), 或送至煤仓 (可储存一周用煤量)。采用密闭式输送系统传送煤 (进口波兰烟煤, 热值为 22.4~29.0 MJ/kg, 含硫 0.1%~0.5%, 灰分 8%~21%, 水分 6%~15%) 和脱硫剂 (瑞典本土白云石)。

在厂区外的燃料制备间中, 将煤和脱硫剂破碎至所需粒径大小, 煤的颗粒尺寸为 0~6mm, 脱硫剂为 0~3mm。然后和水混合制成膏状燃料 (含水量为 21%~25%), 泵送距离约 300 m, 送到 PFBC 锅炉房, 用柱塞泵打入流化床中 (给煤量 $2 \times 8.4 \text{ kg/s}$, 脱硫剂量 $2 \times 0.5 \text{ kg/s}$)。机组产生的灰渣 ($2 \times 1.6 \text{ kg/s}$) 通过闭式传送带送至灰库。

韦尔坦电厂 PFBC—CC 的主要技术经济指标 (统计数据) 热电联供总热效率 89%; 平均等效可用率 >85%; 烟气中污染物排放指标: 粉尘 $\leq 10 \text{ mg/MJ}$, 其他见下表。

	单位	设计值	典型值	最好值
SO ₂	mg/MJ	30	3~15	<3
脱硫效率	%	92.4	94~99	>99
Ca/S		3.8	2.8~3.0	2.8
NO _x	mg/MJ	50 (原设计 70)	10~50	<10

一般说来, 采用两级旋风除尘器除尘后, 高温烟气中的含尘浓度可降至 200 mg/m³ (标) 左右, 粉尘的颗粒尺寸小于 10 μm, 这时当燃气轮机的叶片上加涂 Fe-CrAlY, CoCrAlY 或铂—铝合金后, 就能承受烟气这一浓度含量的磨蚀和腐蚀作用。但是这一含尘浓度还

不能满足环保要求,因此韦尔坦 PFBC 机组在烟气最后排出烟囱之前,进一步用袋式除尘器,使其含尘浓度

气、控制系统等。工程总投资约为 13 亿瑞典克郎。

1987 年初,Stockholm Energi 公司向 ABB Carbon 签定合同后,立即开始现场土建工作。

机组的土建及安装工期仅两年多一点。调试运转期于 1989 年 2 月开始,约一年半。1990 年 1 月 14 日第一次烧煤,比原定计划推迟了 3 个月。

主要进程如下:

1989 年 11 月,“2 炉首次燃油启动。

1990 年 1 月,“2 炉首次烧煤;3 月,“1 炉首次燃油启动;5 月,“1 炉首次燃油启动,汽轮机并入同步运转;10 月,“2 炉达到全床高;12 月,“1 炉达到全床高。

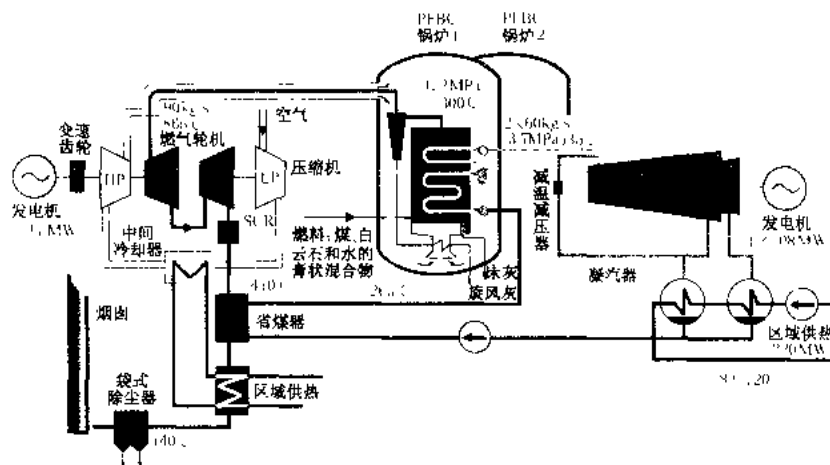


图 1 世界上第一座商业化的韦尔坦 PFBC 联合循环热电联产机组系统图

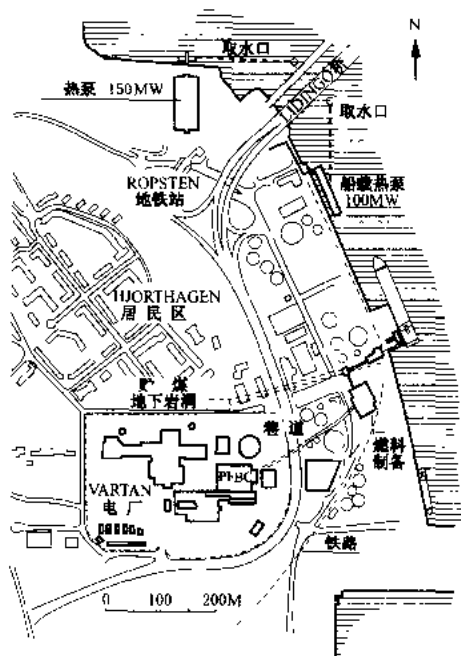


图 2 韦尔坦电厂及其周围地图

降为 10 mg/m^3 (标)。

瑞典制定的环保标准较为严格,要求氮氧化物 (NO 、 NO_2 , 以 NO_x 计) 的排放要求低于 50 mg/MJ 。为达到这一指标,韦尔坦 PFBC 机组还采取了向流化床悬浮段和旋风除尘器喷氨,以及在燃机排气下游加装选择性催化还原 (SCR) 装置等措施。

建厂历程 韦尔坦的 PFBC 由瑞典 ABB Carbon 公司采取交钥匙工程方式交付用户使用,其中包括土建、热网连接、煤和脱硫剂的储存与输送系统以及电

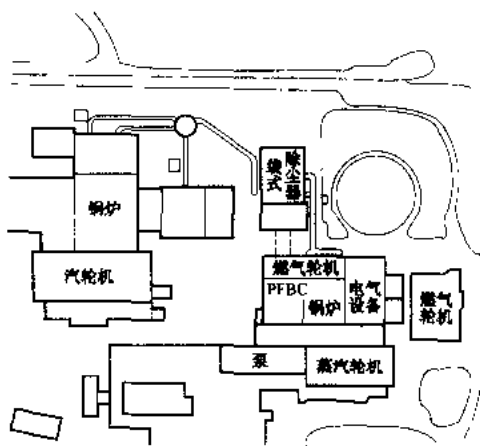


图 3 韦尔坦 PFBC 机组平面布置图

1991 年 2 月,两台炉联合运转;3 月,整体试运行;9 月,由用户接管运行。

1994 年 4 月,由用户接收,转入商业运行。到 1997 年底总计运行已达 34483h。

Wei bu yan liao zhi ran shao

尾部烟道再燃烧 (flue dust reburning)

锅炉炉膛燃烧延迟和未燃尽的燃料积存于尾部烟道和受热面上发生再燃烧的现象。出现这种现象时,尾部烟道的烟气温度会突然升高,热风温度升高,炉膛和烟道的负压剧烈变化甚至形成正压,引风机轴封和烟道不严密处向外冒烟或喷出火星,烟囱冒黑烟,回转式空气预热器电动机电流增大,严重时烟道防爆门被冲开。产生的原因一般是:燃烧调整不当,煤粉粗,风量不足,

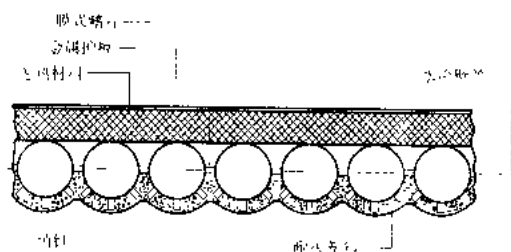


以及油燃烧器的雾化不良,使未燃尽的可燃物积存在尾部受热面上或烟道内;锅炉长期在低负荷下运行,烟速低,以及起、停炉时,燃烧不良,通风不好,使可燃物积存在烟道内等。尾部再燃烧会使布置在烟道内的相应受热面过热损坏,回转式预热器停止转动,引风机轴承烧坏,除尘器工作不正常,其致使电除尘器极板烧损等,因此,当确认发生再燃烧时,应立即紧急停炉,停止引、送风机运行,严密关闭各风门、挡板、烟道上的孔门。严禁通风,并对尾部烟道内进行灭火。

4. 卫燃带

卫燃带 (wall with refractory lining; refractory belt) 在锅炉炉膛水冷壁的向火面上涂敷

高温耐火材料而形成的覆盖层。当燃用着火与燃烧性能差的煤时,用以减少燃烧器区域水冷壁的吸热,提高该区的火焰温度,确保燃料着火燃烧的稳定性;在液态排渣炉和旋风炉内,用以提高火焰温度,强化燃料的燃烧,保证煤灰熔化成液体状态,顺利流出炉膛。为敷设、固定和冷却耐火材料,水冷壁管上必须焊接足够数量



卫燃带结构

的销钉(见图)。所用耐火材料应有良好的耐热、耐腐蚀性,同时还必须有高的导热性,通常采用高铝矾土质、锆英石、或碳化硅质耐火塑料(见炉墙材料)。在现场配制、涂敷、捣打,并按规定的工艺进行热养护处理。对于结构设计、选材、涂敷、捣打与热养护处理良好的卫燃带,不仅效果显著,使用寿命长,而且对水冷壁有防磨防腐蚀作用。卫燃带敷设的部位及其面积大小与燃料特性、炉型有关。燃用低挥发分的煤时,常常需要在燃烧器区域的水冷壁上敷设卫燃带。但是,如果敷设的部位不恰当,或面积过多,则可能出现炉内严重结渣,炉膛出口烟温升高,导致过热汽温升高,或引起屏式过热器严重沾污结渣,影响锅炉的安全运行。

5. 温度检测

温度检测 (temperature measurement)

对物体冷热程度的测量。测量温度的标尺称温标。自1592年G. 伽利略(Galileo Galilei)发明第一台充空气和水的玻璃温度计以来,温度检测技术飞速发展。目前

常用的测温仪表有膨胀式温度计、热电温度计、电阻温度计和辐射测温仪表四类。而测温新技术、新元件如利用晶体共振频率随温度变化的晶体温度计、利用金属电阻热噪声电压随温度变化的热噪声温度计、利用光纤传光特性随温度变化的光纤温度计等大量涌现。温度检测也由点参数检测发展到二维及三维温度场的测量,如红外扫描式温度计及热像仪等。

膨胀式温度计 利用两种固体的线膨胀差异、液体的体膨胀、低沸点液体的饱和蒸汽压力与温度的关系,以及定容下气体压力与温度的关系来检测温度的仪表,如双金属温度计、玻璃温度计、压力表式温度计等。

热电温度计 由热电偶、补偿导线和显示仪表组成。

热电偶 由两种不同导体组成的闭合回路。当两种导体接点处于不同温度,回路中就会出现热电势,这一现象称为热电现象。这是T. J. 塞贝克(Thomas Johann Seebeck)1821年发现的,故又称塞贝克效应。这两种导体称为热电偶的热电极,两个接点分别称为测量端(或工作端)和参比端(或自由端)。热电势只与热电极的材料性质及两端温度有关,而与热电极长度、截面形状、尺寸以及沿电极的温度分布无关。当参比端温度恒定时,就能根据测得的热电势求得测量端温度。

热电偶可用于 $-200\sim+2800^{\circ}\text{C}$ 范围内测温,常用的热电极材料有:铂铑30—铂铑6(常用测温范围 $0\sim1600^{\circ}\text{C}$)、铂铑10—铂($0\sim1300^{\circ}\text{C}$)、镍铬—镍硅($-200\sim1200^{\circ}\text{C}$)、镍铬—康铜($-200\sim900^{\circ}\text{C}$)、铜—铜镍($-200\sim300^{\circ}\text{C}$)以及钨铼3—钨铼25(短期使用可达 2800°C)等。热电偶的结构型式有普通型和铠装型。

补偿导线 用来延长热电偶热电极,使热电偶参比端移至温度恒定或变化较小的地方。补偿导线两根电极是不同材料的廉价金属。它在较低的温度范围内和所延长的热电偶具有相同的热电性质,价格低廉的热电偶,则用和它们的热电极相同的材料作补偿导线,后者也称为延伸导线。

显示仪表 见显示及记录仪表。

电阻温度计 利用纯金属或半导体的电阻随温度变化的特性来测量温度。其感受件为测温热电阻,显示仪表为温度刻度的电阻测量仪表,如动圈显示仪和手动或自动平衡电桥。

纯金属热电阻 具有正的电阻温度系数,常用的热电阻材料有铂、铜、镍。铂电阻的电阻—温度特性重复性好,宜于作高精度测量,在 $-200\sim+850^{\circ}\text{C}$ 范围内使用。铜电阻的电阻—温度特性在 $-50\sim+150^{\circ}\text{C}$ 使用范围内是线性的,但电阻率小,电阻体积大,测温滞后大及高温下易氧化,镍电阻抗氧化性能较好,电阻率和电阻温度系数高,在 $-30\sim+160^{\circ}\text{C}$ 范围内使用。热电



阻结构也有普通型和铠装型两种。

半导体热敏电阻 一般为负的温度系数，电阻值随温度升高而按指数规律下降。测温灵敏度高，体积小。但其特性分散性大，只有用串、并联固定电阻的方式使之特性一致，才能在使用中互换。常用测温范围为 $-100\sim+300^{\circ}\text{C}$ 。

辐射测温仪表 利用物体的热辐射与温度的关系，通过检测辐射能量来测量温度的仪表。属非接触测温方法，测温上限高。仪表是按被测对象为绝对黑体来分度的，当被测对象为非绝对黑体时，应根据被测对象的发射率对仪表显示的温度进行修正，求得实际温度。辐射测温仪表按原理可分为光学高温计、全辐射高温计和比色高温计三类。

光学高温计 根据M. 普朗克(Max Planck)定律所确定的绝对黑体单色辐射强度与波长和温度的关系，在确定波长下，通过测量单色辐射强度即单色辐射亮度来测量温度。有隐丝式光学高温计、恒亮式光学高温计等。仪表测得的是物体的亮度温度。

全辐射高温计 根据绝对黑体的全辐射能力与物体温度的关系，应用热电堆、热敏电阻、光电池、光敏电阻或热释电元件检测全辐射能量或某个波段(如：红外波段)的辐射能量来测量温度。基本结构型式有简易式、放大式、偏差式和零平衡式多种。测得的是物体的辐射温度。

比色高温计 根据绝对黑体两个波长 λ_1 和 λ_2 下的单色辐射强度之比与温度 T 的关系，应用光电元件检测单色辐射强度之比来测量温度的仪表。根据光路系统不同，基本结构型式有单通道式和双通道式。仪表测得的是物体的比色温度，它比亮度温度和辐射温度更接近于物体真实温度。另外，被测物体与仪表之间的中间介质对辐射的吸收对其测温精确度影响也较小。

参考书目

本尼迪克特RP著，温度、压力、流量测量基础，周志烈等译，北京：国防工业出版社，1985

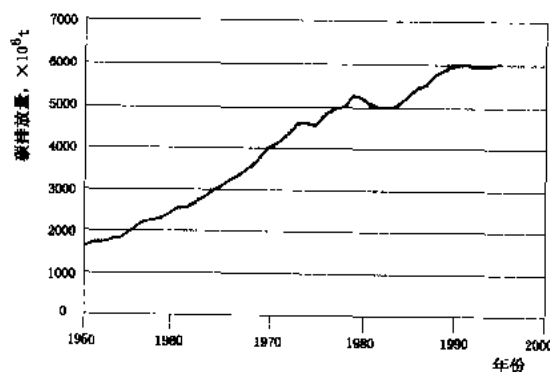
· · · · · ·

温室效应 (greenhouse effect) 太阳对地球的辐射中，短波辐射多穿过大气层照射到地球表面，而长波辐射则多被反射或吸收。到达地球表面的辐射能量，一部分被地球表面吸收变成热能，另一部分则以长波辐射射向大气层，由于大气中温室气体(例如二氧化碳、甲烷、氯氟烃类等)的阻挡，使大部分长波辐射被阻留在地表和大气下层之间，使气温增高。这种现象与培育蔬菜、花卉等使用的温室相类似，故称温室效应。

温室气体 能导致温室效应的气体，即三原子气

体和多原子气体。它们对热能的吸收和辐射能力要比氧、氮等大几个数量级。大气中能产生温室效应的气体已经发现近30种。目前公认的由于人为因素而导致其浓度明显增长而影响较大的温室气体有二氧化碳、氧化亚氮、氯氟烃类(CFC)和甲烷等。这几种温室气体的温室效应若以 CO_2 为1计，CFC为 CO_2 的3400~15000倍，甲烷为11倍， N_2O 为270倍。按这些气体在大气中的量及其温室效应，它们对全球变暖的贡献率为： CO_2 为55%，CFC为24%，甲烷为15%， N_2O 为6%。

自然界本身排放各种温室气体，也在吸收和分解它们。在地球的长期演变过程中，大气中温室气体的变化是很缓慢的。处于一个循环过程。碳循环就是一个非常重要的化学元素的自然循环过程。大气和陆生植被、大气和海洋表层植物及浮游生物每年都发生大量的碳交换。从天然森林来看， CO_2 的吸收和排放基本上是平衡的。人类活动极大地改变了土地利用状态，特别是工业革命后，大量森林植被被迅速砍伐一空，化石燃料使用量也以惊人的速度增加。从全球来看，从1975年到1995年，能源生产就增长了50%， CO_2 排放量相应有很大增长(见图)。1995年全世界 CO_2 排放量(以碳计)为 $6000\times 10^9\text{t}$ 。这些排放的 CO_2 中，绝大多数为发达国家所排放。1990年中国二氧化碳的排放量为 $581\times 10^9\text{t}$ (以碳计)，其中由能源活动的排放 $560\times 10^9\text{t}-\text{C}$ ，占96.3%，水泥生产排放 $21.5\times 10^9\text{t}-\text{C}$ ，占3.7%。



1950~1995年全世界化石燃料产生的碳排放量

氧化氮类气体主要由化石燃料燃烧、施用固氮肥料、汽车尾气和排放污水等产生。有人提出由高压电线电晕放电所产生的氧化氮类的数量可能比闪电所产生的高1~2个数量级。氯氟烃类主要来自制冷剂氟里昂。甲烷来自煤炭开采释放的气体，水稻田排放气体，反刍动物的排气和粪便等。

大气中主要温室气体的含量及其增长情况见表。



大气主要温室气体浓度变化* (L/L)

气体	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CFC-12	HCFC-22	CF ₄
工业化前浓度	280×10 ⁻⁶	0.7×10 ⁻⁶	0.275×10 ⁻⁶	0	0	0
1992年浓度	356×10 ⁻⁶	1.714×10 ⁻⁶	0.311×10 ⁻⁶	503	105	70
当前的年增加率	1.5×10 ⁻⁶	0.013×10 ⁻⁶	0.75×10 ⁻⁶	18~20	7~8	1.1~1.3
大气寿命(年)	50~200	12~17	120	102	13.3	5000

* IPCC climate change, 1994.

温室效应与全球气候变暖 经过世界各国气象学、地球物理学、环境学等各方面科学家至少10年的研究探索,现已初步建立并肯定了所谓温室效应的大气理论,其要点是:全球性气候明显变暖的趋势与温室效应存在着因果关系。

观测资料表明,在近100年内,全球平均地面温度增高了0.3~0.6℃,20世纪最暖的六年都发生在80年代,即1980、1981、1983、1987、1988和1990年。1988年全球平均气温比1949年到1979年多年平均值高0.34℃,比20世纪初的相应值上升了0.59℃。1990年是140年来世界上最暖和的一年。许多气象学家认为气候变暖可能持续到20世纪末及21世纪。预测到2030年全球平均气温将升高1.5~4.5℃,中纬度地区可能升高2~3℃,极地可能升高6~8℃。中国各地气象台站近40年气象资料的统计分析表明,中国广大地区近10年来确实存在气温上升趋势。气象专家初步研究指出,今后20~25年中,中国每年气候增暖将超过全球平均气温增长幅度,而且具有从北向南、从冬到夏传播的动向。

全球变暖的原因,究竟是温室效应作用的结果,还是属于气候本身的自然波动,或者两者兼而有之,仍然存在着科学上的不确定性。联合国环境计划署下设的政府间气候变化委员会(IPCC)在报告中指出,存在着自然的温室效应,正是这种自然温室效应才使地球温度能够维持在一个比较温暖的水平上。人类活动排放出来的温室气体在大气中的含量增多加强了温室效应,从而使地球表面平均产生一个额外的增暖。由此说明,温室效应至少是全球变暖的主要原因。

气候变暖的潜在影响 气候变暖的影响,各国科学家关心较多的是由于海洋热膨胀和极地冰架溶化等产生的海平面上升。统计资料表明,在过去的100年内,海平面已上升了约10~15cm,预测今后将以每10年增高6cm的速度上升。这对一些大洋中的低洼岛国和沿海地区形成严重威胁,将影响到36万km长的海岸线,如不采取措施,将使某些岛国无法居住,地势低的城市也将面临淹没沃地、污染淡水等灾害。

气候变化并非均衡,极地的气候变化就高于赤道地区,所以极地和温带的生态反应会比热带更明显。至于气候变化引起的区域降水变化对植物(包括森林)、农作物的影响则难以估量。

• 762 •

温室效应的防治对策

为减轻人为活动对全球气候变化造成的影响,1992年在巴西的里约热内卢举行的联合国环境与发展大会上,由166个国家共同签署了《联合国气候变化框架公约》

(FCCC),中国是缔约国之一,于1992年11月7日由全国人大常委会批准。气候变化公约的主要目的是,通过限制温室气体,特别是CO₂的排放,达到防止全球变暖的目的。最终目标是“将大气中温室气体浓度稳定在防止气候系统受到危险的人为干扰的水平上”。继《联合国气候变化框架公约》签订以来,已于1995年4月在柏林,1997年12月在京都等地召开了缔约方会议,共同商定减排计划。1997年12月在京都召开的缔约方会议上,经反复讨论协商,38个国家(发达国家和经济转轨国家)同意,以1990年排放的温室气体为基数,在2008年至2012年间,实现平均减排5.2%,其中,欧盟将减排8%,美国减排7%,日本、加拿大减排6%。

为延缓和适应由温室效应引起的气候变化,目前提出的措施有:①改变能源结构,更多地开发清洁能源和再生能源;提高能源利用效率,节约使用能源,以减少因燃烧化石燃料引发的温室气体的排放量。②减少对森林乱砍滥伐,大力植树造林,提高森林覆盖面积,以增加对大气中CO₂的吸收。③减少甲烷排放量,对固体废弃物填埋场产生的甲烷加以收集利用;改进农田耕作方法,减少水稻田甲烷的排放;改进反刍牲畜饲料的配方,减少其口中排放的甲烷。④对人造的氯氟烃类物质的使用加以限制,研究开发代用品,限期禁止使用。⑤加强对海岸带的管理和规划,在海边规划大的工业、旅游与城市设施时,应考虑海平面上升的危险。沿海应修筑堤坝,防止海岸的后退。⑥研究开发CO₂处理回用技术(见CO₂减排技术)。

参考书目

林而达等,全球气候变化和温室气体清单编制方法,北京:气象出版社,1997

曲格平,环境保护知识读本,北京:红旗出版社,1999

wō liú tànshāng

涡流探伤 (eddy current inspection)

以交流电磁线圈在金属构件表面感应产生涡流的无损探伤技术。它适用于导电材料,包括铁磁性和非铁磁性金属材料构件的缺陷检测。由于涡流探伤,在检测时不要线圈与构件紧密接触,也不用在线圈与构件间充满耦合剂,容易实现检验自动化。但涡流探伤仅适

用于导电材料,只能检测表面或近表面层的缺陷,不便使用于形状复杂的构件。在火力发电厂中主要应用于检测凝汽器管、汽轮机叶片、汽轮机转子中心孔和焊缝等。

原理 当交流电通入线圈时,若所用的电压及频率不变,则通过线圈的电流也将不变。如果在线圈中放入一金属管,管子表面感生周向电流,即涡流。涡流磁场方向与外加电流的磁化方向相反,因此将抵消一部分外加电流,从而使得线圈的阻抗、通过电流的大小、相位均发生变化。管的直径、厚度、电导率和磁导率的变化以及有缺陷存在时,均会影响线圈的阻抗。若保持其他因素不变,仅将缺陷引起阻抗的信号取出,经仪器放大并予检测,就能达到探伤目的。涡流信号不仅能给出缺陷的大小,同时由于涡流探伤时可以根据表面下的涡流滞后于表面涡流一定相位,采用相位分析能判断出缺陷的位置(深度)。

检测线圈 在涡流检验中,为了适应不同探伤目的,按照检测线圈和被检构件的相互关系分为穿过式线圈、内通式线圈和放置式线圈三大类。如需将工件插入并通过线圈检测时采用穿过式线圈。对管件进行检测时,有时必须把线圈放入管子内部进行检验,则采用内通式线圈。采用放置式(点式)线圈时,把线圈放置于被检的工件表面进行检测。这种线圈体积小、线圈内部一般带有磁芯,灵敏度高,便于携带,适用于大型构件以及板材、带材等表面裂纹检验。

按照检测线圈的使用方式,可分为绝对线圈式、标准比较线圈式和自比较式等三种型式。只用一个检测线圈称为绝对线圈式。用两个检测线圈接成差动形式,称为标准比较线圈式。采用两个线圈放于同一被检构件的不同部位,作为比较标准线圈,称自比较式,是标准比较线圈式的特例。

基本电路 由振荡器、检测线圈信号输出电路、放大器、信号处理器、显示器和电源等部分组成。

Wabashine IGCC Shifan Dianchang

沃巴什河 IGCC 示范电厂 (Wabash River IGCC demonstration power plant) 美国能源部(DOE)洁净煤技术(CCT)示范计划第4轮招标选定的项目,采用德士泰(Destec)气化技术对电厂原1号机组进行增容改造。希望通过示范找到一种能燃用本地高硫煤,又满足严格环保要求的基本负荷发电技术。

建设概况 1992年7月,由PSI能源公司和德士泰公司联合组成的沃巴什河(Wabash River)煤气化改造项目联营公司与DOE签订合作协议,并作为业主负责运行。1993年9月破土动工,1995年8月25日气

化炉首次投运,1995年11月18日完成初步试验,转入商业运行,1995年12月开始为期三年的示范运行期。

合同规定,PSI公司负责发电部分的投资、建设和运行,向德士泰公司提供场地、煤、电、水、废水处理和其他有关设施及服务,按月向德士泰公司交付煤气费。德士泰负责气化部分的投资、工艺流程设计、建设和运行,保证气化岛的运行和环境性能,向发电厂提供符合要求的煤气和蒸汽。

项目总费用1.382亿美元,由美国能源部和业主各承担50%。用于电站建设的基本投资为4.17亿美元,包括:工程设计、环境评价、设备、建设安装、运行培训、启动调试、原有设施的改造、许可证费以及三年示范运行期间除煤、电以外的费用。通过改造利用原有的汽轮机和输煤设备,约可使投资减少3~4千万美元,并使进度比新建电厂缩短了约一年。按4.17亿美元计算,单位造价为1591美元/kW。

厂址 沃巴什河电厂是一座坑口电站,位于印地安那州维哥(Vigo)县境内,南距西泰瑞何特(West Terre Haute)市约8英里,在沃巴什河边。新建的煤气化设施紧邻原电厂,占地6ha。

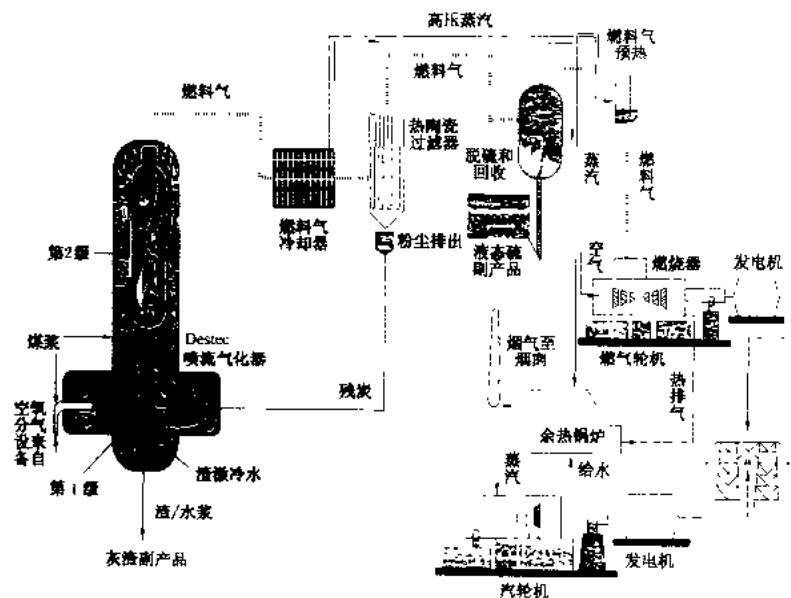
设计指标 设计燃用当地高硫煤,硫含量2.3%~5.9%(干基)。燃气轮机功率192MW,汽轮机功率104.99MW,厂用电耗35.38MW,净功率261.61MW,厂用电耗率11.91%,净效率37.8%(HHV),脱硫率>98%,SO₂排放<86mg/MJ。

热力系统及工作过程 示范机组工艺流程见图。

气化系统 配置两台100%容量的Destec气化炉,是水煤浆进料、氧气气化、连续液态排渣的两级气流床气化装置,每台气化能力2500t/d。气化炉本体由钢制耐压外壳和耐火砖内衬构成,气化炉总重600t。

水煤浆由湿式棒磨机制备,浓度60%,与95%纯度的氧气混合后经水平相对布置的两个喷嘴进入气化炉第一段。进煤量占总量的80%,气化温度约1427℃,气化压力2.76MPa。煤在部分燃烧条件下气化,并使灰融化成液态渣,经底部排渣口进入水冷室,形成玻璃状惰性渣。第一段生成的粗煤气向上流入第二段,该段有三个喷嘴,根据不同煤种,可供应水煤浆、水蒸气或冷煤气。该机组采用水煤浆为第二段进料,占总供煤量的20%,在高温煤气中蒸馏、热解,并与水蒸气反应生成H₂和CO。通过第二段后煤气热值提高并使温度降到大约1038℃。煤气成分主要为CO和H₂,含有一定量的H₂O和CO₂及少量CH₄、N₂、H₂S、COS和NH₃。粗煤气中水蒸气的含量比Texaco气化炉者少得多。

厂的要求,汽轮机采用了更换低压缸一级叶片;取消回热抽汽;更换部分高压螺栓;增大凝汽器的冷却面积;改进汽轮机的控制系统等一些改造措施。



空分系统 采用完全独立的低压空分系统,空分所需空气由一台三级中间冷却的离心压缩机供给。氧气纯度 95%,产氧量 2060 t/d。氮气不用于回注燃气轮机,设一氮气储罐,用于启动过程的管道清扫。

调试和运行 1995年11月完成整台机组的试运行和初步试验,1995年12月开始为期三年的示范运行,截止到1998年底,气化炉累计运行超过10000 h,燃气轮机燃用煤气累计运行超过9000 h,最长连续运行476 h。1998年气化炉累计运行5281 h。

设置对流式煤气冷却器。该机组配用美国 Deltek 公司制造的火管式对流冷却器,内设省煤器和蒸发器。煤气冷却到 371℃,产生 11.03 MPa 的饱和蒸汽,再经余热锅炉过热后供给汽轮机。

煤气净化系统 煤气经冷却器后进入两个并联的陶瓷管过滤器,收集的细渣再循环至第一段水煤浆入口,其后不再采用水洗除尘装置。煤气中 H_2S 和 COS 含量约为万分之几。该机组采用常温 MDEA 湿法脱硫,且在脱硫前设置了水解器,把 COS 分解成 H_2S 和 CO_2 。在 MDEA 脱硫装置中采用甲基二乙醇胺为吸收剂,分离出来的 H_2S 和 CO_2 送到克劳斯 (Claus) 装置中生成元素硫,吸收剂再生后可重复使用。脱硫率可达 98% 以上,回收的元素硫纯度可达 99.9%。

联合循环 采用 GE 公司 MS7001FA 型燃气轮机, 烧合成煤气时燃气初温为 $t_B = 1260^\circ\text{C}$, 输出功率 192MW。经净化的煤气再经过水蒸气饱和后送到燃烧室中去燃烧, 那时净煤气的典型容积成分为: $\text{H}_2 28\%$, $\text{CO} 38\%$, $\text{CO}_2 10\%$, $\text{CH}_4 1\%$, $\text{N}_2 1\%$, $\text{H}_2\text{O} 22\%$, 含硫化物 $1 \times 10^{-4} (\text{V})$, 干煤气高位热值 10624 kJ/m^3 (标)。由于没有采用氮气回注, 煤气除用水蒸气饱和外, 还需在燃烧室中用蒸汽注入来控制 NO_x 的生成量。

余热锅炉采用三压系统, 蒸汽参数为 9.75 MPa/513℃/543℃。汽轮机采用原有 1 号机组, 系西屋电气公司于 1952 年制造, 原额定出力 99 MW, 因老化和环保限制, 改造前已降至 90 MW。为适应 IGCC 示范电

排渣口堵塞,对流式煤气冷却器入口管道灰渣沉积、陶瓷管移位和破碎、催化剂中毒和热交换器的应力腐蚀裂纹等问题。后来通过改进气化炉第二段出口煤气管道的尺寸、形状和煤气流速,并在煤气冷却器前装设了网、对陶瓷管固定方式进行了改进,后来又改用金属丝滤网,在COS水解装置前增加了水洗装置,以去除煤气中的氯化物等措施,使问题得到了解决。

总脱硫率大于98%。脱硫系统的尾气经焚烧炉后排入大气。包括燃气轮机排气和煤气火炬在内的三个向空排放口均符合排放的环保要求。 SO_2 的总排放量为86 mg/MJ,最低时达到13 mg/MJ。大大低于美国洁净空气法(CAA)中规定的到2000年达到516 mg/MJ的标准。

机组对电网的适应性良好,效率已达到设计值,并高出1%~1.5%。进一步优化后可达39%~40%(HHV)。

2. **FROM 3 TO 4: QUANTIFICATION**

污染气象学 (pollution meteorology) 研究大气运动和大气中污染物相互作用的学科。它是应用气象学的一个分支,也是环境科学的重要组成部分。

发展过程 1921年,英国为了弄清军事上施放毒气的气象条件,开始进行大气扩散实验。20世纪40年代,原子能工业的兴起和发展,提出了放射性物质污染的预测和控制问题,促进了大气扩散的实验和理论研究。50~60年代,一些工业集中的地区和城市相继发

生严重的大气污染事件。为了控制和减轻大气污染,一些国家开展了污染物的大气传输、扩散、迁移和转化规律的实验和理论研究,以及大气污染对天气和气候影响的研究,并逐渐形成了污染气象学。

研究内容 污染气象学主要研究大气边界层中大气运动引起的污染物输送、扩散、迁移和转化等过程,以及大气中污染物对大气热平衡、天气气候变化的影响。

大气边界层 也称行星边界层,是大气层中与地球表面直接接触并受其强烈影响的那一层。大气和地球表面间的全部动量交换、水汽交换以及大部分热量交换都发生于该层中。人类活动排入大气的大部分污染物也进入该层。大气边界层中的风速、温度和湿度有明显的日变化。大气边界层的厚度与地面粗糙度、风速及地面加热情况有关,通常变化于三四百米至一二公里之间。大气边界层中最靠近地面的那一薄层,厚度约为边界层厚度的1/10,称为近地面层。近地面层中动量、热量及水汽通量随高度变化很小,可假定为常量。故近地面层也称常通量层。近地面层以上的部分称爱克曼层或上边界层。在爱克曼层中,风向随高度向右方偏转(在北半球)。

大气运动对污染物扩散的影响 污染物在大气中的扩散和输送受风和温度空间分布的制约。大气的湍流运动则引起污染物的稀释和再分配。

大气中存在不同尺度的涡旋运动。时间尺度在数十分钟以下的涡旋运动称为大气湍流。大气湍流使空气发生强烈的混合,造成其物理属性的扩散,其强度和尺度远大于分子扩散,是大气中,特别是边界层中各种物理量传输的主要过程。大气中许多物理过程都受到大气湍流的影响。大气湍流的发生有其动力条件和热力条件。风速切变是扰动产生的动力因素,而温度分布不均匀则是大气湍流产生的热力因素。可以用理查森数

$Ri = \frac{g}{\theta} \frac{\partial \theta / \partial z}{(\partial u / \partial z)^2}$ 来判别湍流的激发或削弱。式中 θ 为

位温; g 为重力加速度; $\partial \theta / \partial z$ 和 $\partial u / \partial z$ 为位温和风速的铅直切变。当 $Ri < 0$ 时,浮力做功,使湍流增强; $Ri > 0$ 时,湍流克服浮力做功而消耗一部分湍能。当 Ri 达到临界值时,湍流将完全受到抑制而转变为层流,临界理查森数等于 0.25 左右。

大气湍流脉动的随机性使得大气中的质点(如污染物)作无规则运动。对空间任一点 (x, y, z) ,湍流扩散可以用 $\frac{dc}{dt} = \frac{\partial}{\partial x} \left(K_x \frac{\partial c}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_y \frac{\partial c}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \frac{\partial c}{\partial z} \right) + S(x, y, z, t)$ 来描述。通常取 x 为平均风向, y 为横风向, z 为铅直方向, c 为污染物浓度, S

为源或汇强度, K_x 、 K_y 、 K_z 分别为 x 、 y 、 z 方向的湍流扩散系数。在不稳定大气中,湍流扩散强,在稳定大气中,湍流扩散弱。

地形和下垫面对污染物输送和扩散的影响可以别为下面几种典型情况分别介绍。

(1) 平原地区:平原地区的气象特征比较简单,风向和风速在同一水平面上基本是均匀的。污染源对周围地区的污染频率由当地风向频率决定,最高频率风向的下风区受污染机会最多。污染物的扩散基本遵循高斯分布。高烟囱排放的连续点源下风向地面污染物浓度可用高斯烟羽模式计算(见大气扩散模式)。

(2) 水陆交界地区:在沿海(湖)地区,水陆温差会产生局地环流—海陆风。这时低层气流把排入的污染物输送到一定距离后,一部分又可从高空返回原地,使原地污染浓度增大,春夏两季,白天日照强时,水温比陆面温度低得多,水面上的空气流经陆面时被逐渐加热,形成上层为稳定气层,下层为不稳定气层的热力内边界层。热力内边界层随入陆面距离的增加而增厚。当高架源排入稳定层中的污染物扩散至热力内边界层顶时,会被热对流迅速带至地面,出现地面高浓度,形成持续的熏烟现象。同样,秋冬季,由陆面吹来的稳定气流,经水面时,也会在水面上空出现类似的熏烟现象。

(3) 山区:地形起伏使得接受的太阳日辐射强度和辐射冷却不均匀,由此引起热力环流称地形风,山坡白天有上坡风,夜间有下坡风。山谷白天有谷风,夜间有山风。深谷还可出现山谷风的闭合环流,其上部的反向气流称反向山谷风。在山区和平原之间还有大型坡风。在山谷中不同位置、不同高度的气流有很大差异,因此,不同排放高度上的污染物输送路径也不同。山坡上的烟囱,若高度低于坡风厚度(几十米),则污染物被下坡风带到平原或山谷中,这对利用山坡地形来增加烟囱排放高度是不利的;若排放口位于闭合环流中,也不利于污染物的扩散稀释而使当地污染物浓度增高。高烟囱的烟气在迎风坡上造成的污染较重,气流过山的动力作用在背风坡产生下沉气流或涡旋;谷风在不稳定条件下,风速较大时也出现下沉现象。这都会使烟囱排放的烟气向下倾斜或下沉到地面。山谷中的曲折地段因地形阻塞出现小风,会使一些地区的污染加重。山区逆温维持时间比平原地区长,而且还可能出现多层逆温,逆温顶盖和山谷构成一个“管道”,限制了污染物的扩散,加重了下风地区的污染。污染物在两个逆温层之间积累,逆温破坏后会出现熏烟现象。虽然地形引起的气流扰动加大了湍流强度,山区的大气扩散参数比平原地区要大几倍,但由于水平输送不如平原地区,因此,山区(尤其是山间盆地和谷地)的空气污



染通常比平原严重。

(4) 城市：城市热岛效应使夜间低空不出现逆温，但在几十至几百米高度之上，仍为一稳定气层所覆盖。而在稳定层之下形成城市混合层。混合作用使该层内的浓度铅直分布趋于均匀。同时，热岛效应使农村的冷空气向城市辐合上升，形成热岛环流。该环流的水平辐合流场使接近地面的污染物向城市汇集，加重了城市污染；另一方面，辐合上升气流使高烟囱的烟气上升，输往远处，又可减少对城市的污染。此外，城市建筑群使地面粗糙度增大，增强了机械湍流，同时减弱了风速的铅直变化，加上建筑物之间的“渠道”作用，形成复杂的局地环流。以上种种情况说明城市中污染物的输送过程相当复杂。但总的说来，城市建筑物对气流的扰动和对流作用，使城市的湍流比平原地区强。因此，大气扩散参数比平原地区大得多。

大气自净过程 全球每年有数亿吨烟尘和气体排入大气，但通过迁移、转化过程又从大气中清除出去，不在大气中积累。在大气中自然进行的这种过程称为大气自净过程。清除途径包括：①重力沉降：烟尘受重力作用沉降到地面。粒子越重，沉降速度越大。②降水冲刷：雨雪在降落过程中通过碰撞而捕获大气中的颗粒物。捕获量同雨滴大小、颗粒物大小和密度有关。雪花面积大，落速慢，冲刷效果比雨滴大。③大气化学反应：污染物在大气中发生一系列化学反应之后，有的不再具有毒性，有的形成新的污染物而沉降至地面。如二氧化硫在大气中氧化成三氧化硫，三氧化硫遇大气中的水滴就形成硫酸雾。酸雾遇其他物质可形成硫酸盐沉降至地面。

大气污染对天气和气候的影响 大气污染会对局地气候和区域气候发生影响，例如：①大气污染会使能见度降低，减少紫外线的透过，可造成局地气温变低；②排入大气的颗粒物可作为凝结核使水汽凝聚成水滴，造成局部地区降水量增多。近年来，人们认为大量排入大气中的二氧化碳等气体的温室效应正使全球气候变暖。目前，空气污染对全球气候的影响正受到各方面的注意。

展望 进入 20 世纪 80 年代后，污染气象学正向多学科的结合发展。研究内容从大气运动与一次污染物（如 SO_2 、 NO_x 等）的相互影响向污染物的转化、酸雨、臭氧层破坏及温室效应等的研究方向发展。研究手段则从现场观测、理论分析向现场观测、数值试验、物理模拟相结合的方向发展。

参考书目

Shaw R W & Munn R E. Air Pollution Meteorology. Holland Dordrecht: D. Reidel Pub. 1971

李宗恺等，空气污染气象学原理及应用，北京：气

象出版社，1985

Atmospheric pollution transfer

污染物的迁移转化 (transfer and transformation of pollutants) 污染物在环境中发生空间位置变化并由此引起污染物在化学、生物或物理等作用下改变形态或转变成另一种物质的过程。

迁移和转化是两个不同而又相互联系的过程，两者往往是伴随进行的。各种污染物的迁移转化过程取决于它们的物理化学性质和所处的环境条件。迁移的方式有：机械迁移、物理化学迁移和生物迁移。最常见的转化是化学转化，如氧化还原、催化氧化和络合水解等。物理转化主要通过吸附、解吸、蒸发、凝聚等过程来完成。污染物可通过大气、水体、土壤和生物体等多种途径发生迁移转化。

大气中的迁移转化 主要通过光化学氧化、催化氧化等反应使大气污染物发生化学转化。二氧化硫 (SO_2) 在化学上是比较稳定的，可随风传输几千公里，但在迁移中如遇到氢氧基 (HO) 等强氧化剂时，一部分 SO_2 被氧化成 SO_3 遇水生成硫酸，氧化速度每天一般不超过 3%。由于氢氧基 (HO) 的浓度直接受太阳光辐射强度的影响，中午氧化速度最高，夜间最小。如果 SO_2 沉积在烟尘粒子上或溶在水滴中， SO_2 也会被半粒或水滴中的过渡金属（锰、铁等）所催化氧化。火电厂烟气经过城市上空时，烟气中的氮氧化物 (NO_x) 遇城市所排放的碳氢化合物在阳光辐射下会发生一系列化学反应，使烟气中的臭氧 (O_3) 等氧化剂浓度增加，氮氧化物和碳氢化合物也转化成其他物质，如过氧乙酰硝酸酯、醛、酮、有机酸等。

水体中的迁移转化 主要通过氧化还原、络合水解和生物降解等作用使污染物发生化学转化。火电厂灰水中常含有重金属，在不同的氧化还原条件下，这些重金属很容易接收或失去电子，导致价态发生变化，毒性也发生变化。如三价铬和六价铬、三价砷和五价砷在不同氧化还原条件下可互相转化。氰化物在水中的形态多为 HCN 形式，在光照射下 HCN 能转化为毒性较低的氨、甲酸、草酸等。在氧化条件下铅以碳酸铅 (PbCO_3) 形式存在，在较强的还原条件下则以碱式碳酸铅 $[\text{Pb}(\text{CO}_3)_2 \cdot (\text{OH})_2]$ 的四价铅形式存在。在水体底泥中，由于厌氧细菌作用，无机汞可转化成有机汞（一甲基汞、二甲基汞），毒性大大增加。

土壤中的迁移转化 除了与污染物本身性质有关外，主要取决于土壤的物理化学性质，如土壤的 pH 值、温度、湿度、氧化还原条件及微生物种类等。例如重金属随灰水渗入土壤后，其迁移能力很大程度上取决于土壤的吸附作用。土壤中的黏粒和腐殖酸能吸附

重金属而降低其活性。土壤的 pH 值对重金属迁移转化影响也很大。如果土壤 pH 值偏低,灰水中的重金属将呈离子状态随灰水下渗迁移;如果土壤 pH 值偏高,灰水中的重金属会生成不溶态的盐类,沉积在土壤上。土壤中微生物所起的生物化学作用,主要是借助于它们所产生的酶系来实现,在用含酚污水灌溉农田时,由于土壤中形成了能分解酚的酶,因此在长期利用适当的含酚污水灌田时,土壤中不会出现酚的积累。

生物中的迁移转化 污染物通过生物体的吸收、代谢、生长、死亡等过程所实现的迁移转化,是非常复杂的过程。与生物种属的生理、生化等作用有关。一般来讲,不同的生物体对不同的污染物有选择吸收和积累作用,在其代谢过程中或通过食物链能蓄积某些元素或难分解的化合物,并随生物的生长发育不断被浓缩累积。如农药滴滴涕,性质稳定,脂溶性很强,被摄入动物体内后即溶于脂肪,很难分解排泄,随着摄入量的增加,在动物体内的浓度会不断增加。环境中的毒物即使是微量的,由于生物积累、放大作用也会使生物受到毒害,甚至威胁人类健康。有些生物对环境污染有降解能力,如生物对丙烯酸、酮、酚等的降解作用,则有益于环境。

研究途径 污染物的迁移转化主要采用实验室模拟和现场实测两种研究方法。模拟实验是在实验室内按设计的环境条件进行试验研究,如在风洞中进行烟气扩散实验,在烟雾箱中进行化学反应机理研究,在土壤实验室进行地下水污染研究等。二氧化硫在大气中的氧化速度就是将燃煤电厂烟气通入烟雾箱在光照下得到的。现场实测包括在现场环境对污染物的迁移转化进行监测、分析、研究,包括进行各种示踪剂试验。实验室模拟试验由于实验条件不可能完全模拟环境条件,故其结果常需用现场实测数据进行验证和修正。现代的分析测试技术是研究污染物迁移转化的有效手段。

Yushu zonghe paifang biaozhun

《污水综合排放标准》 (integrated standard for waste water discharge)

中国对工业污染源向地面水水域和城市下水道排放废水的容许排放量、排放浓度和排放定额的规定。本标准适用于现有单位水污染物的排放管理,以及建设项目的环境影响评价、建设项目环境保护设施设计、竣工验收及其投产后的排放管理。1988年4月5日由国家环境保护局首次批准颁发,原《工业“三废”排放试行标准》中的废水部分停止执行。1996年对此又做了修改,于1998年1月1日批准实施。

GB8978-1996《污水综合排放标准》按企业的建

设时间划分为2个时段,1997年12月31日之前建设的企业和1998年1月1日起建设的企业,分别执行不同的标准。标准主要内容:①第一类污染物最高容许排放浓度;②第二类污染物最高容许排放浓度;③部分行业污水最高允许排放定额;④污水分析测定方法。

第一类污染物是指汞、烷基汞、总镉等13种有毒有害物质。含此类污染物的污水,不分时段、不分行业和污水排放的去向和方式,也不分受纳水体功能分区,一律在车间或车间处理设施的排放口取样,其最高容许排放浓度:总汞为0.05 mg/L,烷基汞不得检出,总镉为0.1 mg/L,总铬为1.5 mg/L,六价铬为0.5 mg/L,总砷为0.5 mg/L,总铅为1.0 mg/L,总镍为1.0 mg/L,苯并(a)芘为0.00003 mg/L,总铍为0.005 mg/L,总银为0.5 mg/L,总 α 放射性为1 Bq/L,总 β 放射性为10 Bq/L。

第二类污染物是指pH、色度、悬浮物、石油类、动植物油、挥发酚、总氰化物、硫化物、氨氮、氟化物、磷酸盐、甲醛、苯胺类、磷基苯类、阴离子表面活性剂、总铜、总锌、总锰、元素磷、有机磷农药、大肠菌、COD、BOD₅等污染物质,对1997年12月31日前建设的单位执行26项污染物排放标准;对于1998年1月1日后建设的单位执行56项污染物排放标准。这类污染物的采样点设在排污单位污水的排放口。最高允许排放浓度按排放去向分别执行一、二、三级标准,对GB3838-88《地面水环境质量标准》中规定的三类区域和GB3097-1997《海水水质标准》中二类海域的污水执行一级标准,对GB3838-88中的四、五类水域和GB3097-1997的三、四类海域的污水执行二级标准,对设置二级污水处理厂的城镇排水系统的污水执行三级标准。对于一、二、三级标准又按企业的建设时段执行不同的标准值。对于GB3838-88《地面水环境质量标准》中的一、二类水域和三类水域划定的保护区和游泳区及GB3097-1997《海水水质标准》划定的一类水域禁止建排污口,现有排污口要按水体功能要求实行污染物总量控制,以保证受纳水体符合规定用途的水质标准。

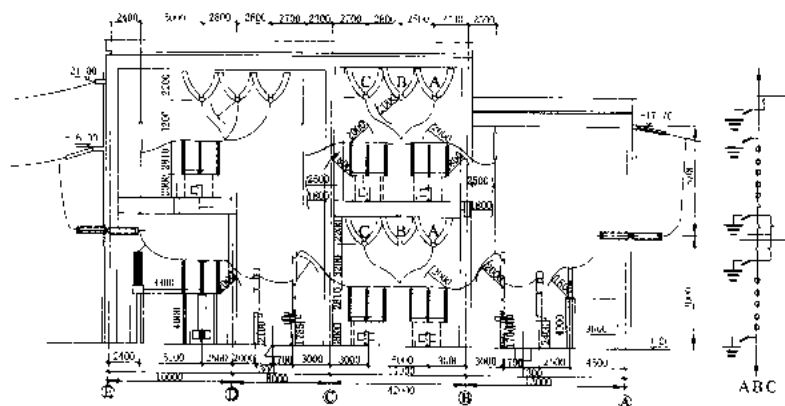
为节约用水和压缩排污量,标准中对不同行业规定了污水排放定额标准,如火电厂最高允许排放量为3.5 m³/(MW·h)(不包括火电厂直流冷却排水)。

GB8978-1996《污水综合排放标准》与1988年颁发的GB8978-88标准相比较,其主要特点是:①第一类污染物由8项增加到13项;第二类污染物由26项增加到56项;②增加了向不同功能海域排放污水的要求,且明确对GB3838-88中规定的一、二类水域和三类水域划定的保护区和游泳区,GB3087中规定一、二类海域禁止新建排污口;③对1988年1月1日前、后

建设的单位提出了不同标准,体现了对新、老企业区别对待的原则;④增加了电力行业污水排放定额标准,有利于污染负荷的总量控制。

wū nèi xíng pèi diàn zhuāng zhì

屋内型配电装置 (indoor type switchgear installation) 断路器、隔离开关、电流互感器、电



220 kV 屋内配电装置剖面图

压互感器和避雷器等电气设备按一定的接线方式连接,并布置在屋内的接受和分配电能的装置。

在污秽和沿海地区,污秽空气和盐雾往往引起电气设备外绝缘发生一相或多相闪络,导致单相接地或相间短路事故,可能造成全厂停电。因此,在空气污秽或盐雾严重地区,多采用屋内型配电装置或气体绝缘金属封闭开关装置(GIS)。

屋内配电装置具有以下优点:①空气污秽及盐雾不会直接影响电气设备,提高了运行可靠性,减少了清洗设备外绝缘的工作量;②屋内配电装置采用硬母线或档距小的软母线,相间距离可以比屋外小,且设备可以分层布置,充分利用空间,因此占地面积小,节约用地;③操作、巡视和维修设备均在屋内,较方便,不受气候影响;④和布置在屋外的设备相比,外绝缘沿面泄漏距离减小,设备价格可以降低。

在火电厂采用屋外配电装置时,设备一般要加强外绝缘,增加沿面泄漏距离至25 mm/kV,沿海及严重污秽地区要求达到31 mm/kV,使设备费用显著增加。而屋内配电装置,由于采用普通外绝缘设备所节省的费用,随着设备电压高低不同,可以局部或全部补偿建造房屋增加的费用。在工程中要经过详细的技术经济比较后决定取舍。一般35 kV配电装置较普遍采用屋内型,110 kV电压采用屋内型的也较多。220 kV屋内配电装置虽然节省用地效果明显,但土建费用较高,只有在沿海和严重污秽地区才采用。至于500 kV屋内配电装置土建费用太大,故在污秽地区一般采用GIS。

屋内型配电装置的结构与电气主接线和电气设备的型式(是否含油)有关。从电气设备的布置上可分为单层、两层;从断路器的排列又可分为单列或双列布置。

通常的35 kV屋内配电装置常用两层布置,上层为母线和母线隔离开关,底层为断路器。双母线接线断路器有单列和双列两种布置,母线隔离开关都在底层操作。近年来采用成套开关柜,单层建筑的也较多。

110 kV屋内型配电装置有两层单列二走廊和两层单列单走廊等型式。

220 kV屋内型配电装置,有两层单列式和两层双列式两种,图示为220 kV屋内型配电装置的一种布置,正母线及其隔离开关和主设备在底层,副母线和旁路母线及其隔离开关在二层,同一间隔轴线上可设进、出线各一回路,空间利用率比单列式高(参见彩图插页第36页77图)。

wū wài xíng pèi diàn zhuāng zhì

屋外型配电装置 (outdoor type switchgear installation) 断路器、隔离开关、电流互感器、

电压互感器和避雷器等电气设备按一定的接线方式连接,并布置在户外的接受和分配电能的装置。除大气污秽或沿海盐雾严重和气候恶劣地区外,110 kV及以上的配电装置一般采用屋外布置。

和屋内配电装置相比,屋外型的优点是:可以适当加大导线相间及相对地距离,提高工作可靠性,而不致显著增加投资;电气设备发生故障时波及面小;布置清晰;投资省;扩建方便。缺点是:维护检修受天气影响,较不方便;占地大;电气设备受气候及周围环境影响大。屋外配电装置与烟囱和冷却塔的距离需适当加大,并布置于其常年主导风向的上风侧;此外,还必须适当地提高电气设备外绝缘的沿面泄漏距离,以减少设备瓷套或支持绝缘子的闪络事故;必要时也可将屋外配电装置与离电厂几公里外的枢纽变电所合并。屋外配电装置的布置尺寸要考虑导线及绝缘子串在风力及短路电力作用下摇摆靠近时,导线相间及导线对接地部分仍能保持规定的最小电气距离,设备的检修和搬运要不影响其他运行设备的安全。在保证操作安全、运行可靠和检修方便的基础上,尽可能布置紧凑,少占地。构架结构要简单,构件规格品种要少,以降低造价。

类型 屋外配电装置可分为普通中型、分相中型、高型和半高型四种类型。

(1) 普通中型布置(图1)中电气设备都安装在地平面上,并不在母线下。这种布置巡视、操作和检修设

巡视操作通道(不设巡视通道的也称为半高型布置),其他设备布置在下层。优点是节省土地;但构架较复杂,钢材用量大,投资较大。施工和检修不方便。高型布置一般用于220 kV及以下的升压站。

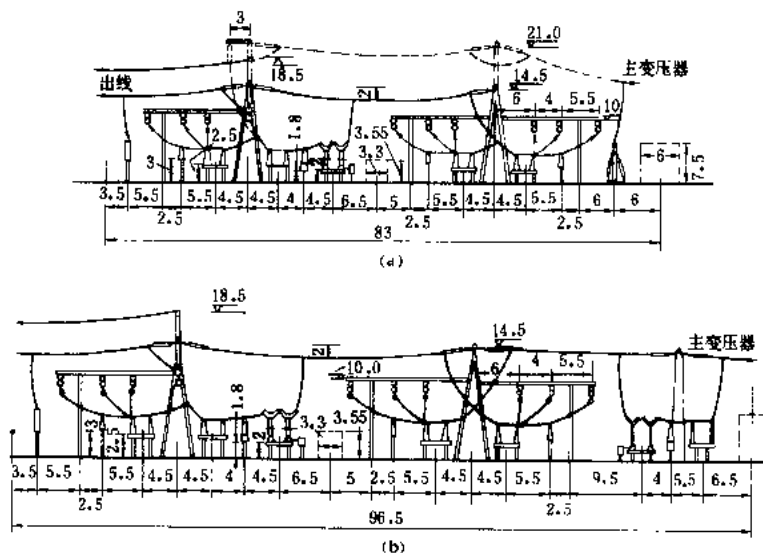


图1 220 kV 屋外配电装置

(a) 单列式; (b) 双列式

备均方便,构架简单,投资省;缺点是占地大(参见彩图插页第36页78图)。

(2) 分相中型布置将母线隔离开关放在各该母线下,但占地仍较大。采用管形母线和单柱折叠式隔离开关可使中型布置的用地大为节省。

(3) 高型布置中电气设备分两层布置(图2)。母线及母线隔离开关布置在上层,母线隔离开关下面设

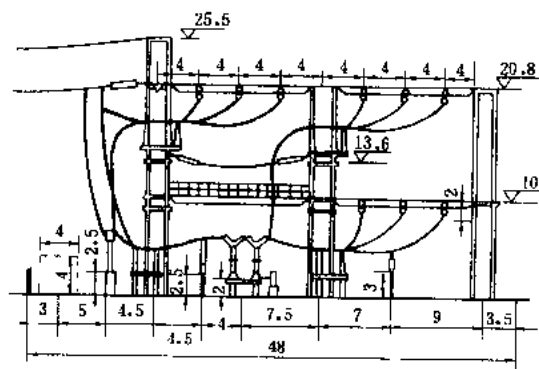


图2 220 kV 高型屋外配电装置

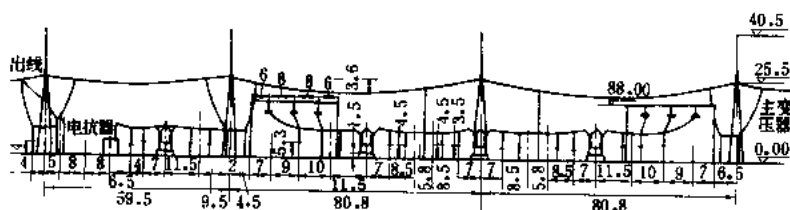


图3 一个半断路器三列布置500 kV 屋外配电装置

联络变压器及其第三绕组侧的设备,如厂用备用电源断路器或低压并联电抗器等,考虑引线方便,一般布置于两级电压配电装置中间,并应设变压器安装及检修搬运通道。

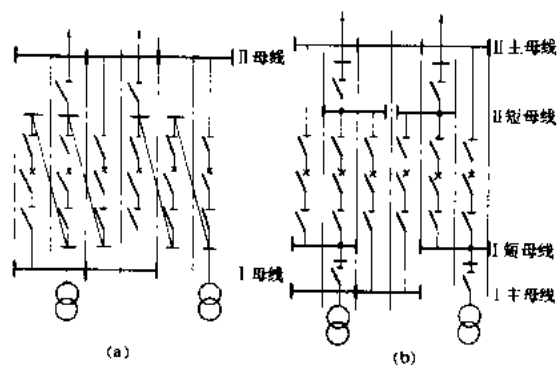


图4 一个半断路器单列布置

(a) 有斜连线; (b) 有短母线

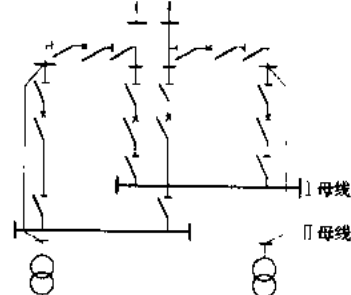


图5 一个半断路器平环式双列布置



Wusun jiance

无损检测 (nondestructive testing) 在不损伤构件金属的性能和完整性的情况下,测定构件金属某些诸如声学、导电性、传热性及磁性等物理量,性能、组织状态和检查构件金属表面或内部各种缺陷的技术。检查缺陷的技术又称无损探伤。无损检测技术的特点是无损,适合火电厂对检测的需要,发展很快,已成为火电厂寿命预测、寿命管理和金属监督的重要手段,可利用无损检验技术,间接测定材料的组织性质及其变化、缺陷情况及其变化、构件的运行工况等,进行监控并诊断构件的寿命损耗情况。

火电厂常用的无损检测技术主要有金属成分和相成分的测定、裂纹等缺陷的宏观检验、金相组织及蠕变损伤检验、构件材料硬度测定、构件厚度测量、构件运行温度测定、应力测量、裂纹扩展监测、泄漏监测及无损探伤等。

金属成分和相成分的测定 常用的有光谱分析,通过激发观察不同元素特征波长谱线位置与强度,对各种金属材料进行定性及半定量的化学成分分析,以避免错用金属材料或钢号;以在构件表面提取碳化物的方法分析碳化物成分和结构。

裂纹等缺陷的宏观检验 见金属宏观检验。

金相组织和蠕变损伤检验 用复膜金相检验构件金相组织和检验高温构件运行后的蠕变空洞等蠕变损伤可半定量地诊断蠕变寿命损耗。

构件材料硬度测定 用便携式硬度计在构件表面测量材料硬度,并可用硬度与其它力学性能相关关系估算强度等力学性能。

构件厚度测量 用超声波测厚仪测量构件壁厚以便进行强度核算;用测厚仪测量厚度还可测量构件内外壁磨损、冲蚀和腐蚀情况,如水冷壁管的内壁腐蚀情况等。

构件运行温度的测定 常用的有用红外线检测测量金属构件或电气设备的温度和温度分布情况,以发现过热点及绝缘、保温损坏情况;尚有用超声波测量管内壁氧化物层厚度求得高温锅炉管的当量运行温度,以发现局部过热和进行寿命预测。

应力测量 对构件的应力进行测定,包括常温应力测量和高温应力测量,也包括运行时构件所受应力

的测定和残余应力的测定等。应力测量可为火电厂寿命预测和寿命管理中构件应力分析提供依据。

裂纹扩展监测 如对带裂纹高温构件用电容应变计对其裂纹扩展作在线监测,以监测其扩展速度;用裂纹深度测量仪定期测量构件如汽缸裂纹深度以监测裂纹在深度方面上的扩展速度等。

泄漏监测 已使用的用声学的方法在线的监测锅炉管的泄漏,这通过装在炉墙上的防热的声传感器来实现,并有显示和报警。

无损探伤 见无损探伤。

Wusun tanshang

无损探伤 (nondestructive inspection)

在不损伤构件性能和完整性的前提下,探出构件内部或表面的缺陷,并测定缺陷的性质、尺寸以及在构件中的位置的技术。通常包括射线探伤、超声波探伤、磁力探伤、渗透探伤、涡流探伤、声发射及红外线检测等。其中最早使用的为磁力探伤和X射线探伤。声发射已处于实用阶段和红外线检测已广泛应用于输电线路和电气设备的故障探测。在火力发电厂使用最广泛的为射线探伤和超声波探伤。

射线探伤 适用于大多数工程材料,检查厚度较大(钢材可至500mm),可检出构件内外各种缺陷,显示直观,在灵敏度范围内结果准确可靠。多数用于检查焊接缺陷和铸件缺陷,但对较小裂纹、未熔合等危险性大的面状缺陷容易漏检。

超声波探伤 适用于多孔多层以外的大多数材料,可检测内外部各种缺陷。钢材检查厚度可达5m左右,很容易检测出裂纹及未熔合等面状缺陷。特别适合检验运行部件的疲劳裂纹。但准确性与检验人员的经验及水平密切相关,检验不易留下记录。

火电厂广泛采用无损探伤技术的目的在于提高供电设备可靠性和安全性。如新装机组汽轮机转子中心孔超声波探伤,主蒸汽管及水冷壁、过热器和省煤器管焊缝的射线照相检验,紧固螺栓不拆卸用超声波探伤或拆卸后磁力探伤,叶片的叶根及工作面不拆卸超声波裂纹检验,高压输电线的接头的红外线检测等。这种种无损检验既可保证新装构件的质量,也可进行运行后的质量监督,从而保证电力设备安全运行。

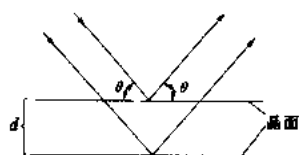


X shexian yanshe , shu

X 射线衍射技术 (X-ray diffraction techniques)

用 X 射线照射晶体产生衍射从而测定晶体结构的技术。1912 年 M. 劳厄 (Max von Laue) 发现 X 射线与物质作用在晶格处产生衍射现象。1913 年 W. H. 布拉格 (William Henry Bragg) 在仔细研究劳厄提出的理论之后, 创立了衍射理论, 成为晶体结构分析的基础。当波长为 λ 的 X 射线, 射到间距为 d 的点阵平面上, 掠射角为 θ (见图), 当满足 $n\lambda = 2d\sin\theta$ 条件时, 则将在反射方向

上得到因叠加而加强的衍射线。这便是著名的布拉格公式, 式中 n 为整数。X 射线衍射技术的基本任务是记录



X 射线衍射示意图

和测量衍射花样, 目前主要有照相和扫描法两种。照相法所用仪器是 X 射线衍射相机, 扫描法为 X 射线衍射仪。测量衍射峰位置和形状, 可得到晶胞的尺寸 (点阵参数和 d 值)、晶形和晶体取向, 提供微晶和发生应变的点阵畸变信息。测量峰高度或峰轮廓线下的面积, 得到各峰相对强度, 可提供晶胞中原子位置的数据。X 射线衍射技术主要有劳厄法、旋转晶体法和粉末法等三种方法。劳厄法所用 X 射线为波长范围很宽的连续谱, 用于测定单晶取向和某些对称要素。旋转晶体法的试样也为单晶, 使用单色 X 射线。由于可取得更宽的角度范围, 通常用于分析晶体结构。粉末法 [即多晶体法或德拜-谢乐 (Debye-Scherrer) 法], 试样为无规则取向的晶体粉末组合, 用于物相分析。

在电力工业中, X 射线衍射技术主要用于金属碳化物、腐蚀产物、水中沉淀物、水垢及灰粉的物相分析和金属残余应力测量等, 有的如碳化物结构分析方法已发展成为电厂金属监督的常规方法。

物相分析的基本原理是, 某种物质的粉末衍射花样反映该物质的特征, 具有固定的一组晶面间距 d 值和各衍射峰相对强度。与标准数据对比即可用检索定出被测物质的相成分。

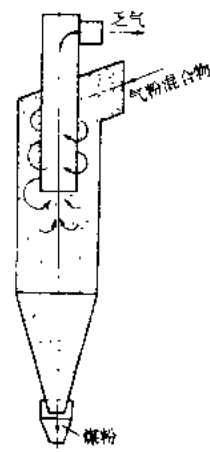
金属 X 射线应力测量是通过测定金属内部某特定晶面间距, 从无应力至有应力的变化值, 来确定金属表面应力。X 射线衍射仪法测定应力公式: $\sigma = \frac{E \cot (2\theta_0 - 2\theta_1)}{2(1-\nu) \sin^2 \psi}$, 式中 E 为杨氏模量; ν 为泊松比; ψ 为试样面法向与晶面法向夹角; $2\theta_0$ 和 $2\theta_1$ 各为 $\psi = 0^\circ$ 及 $\psi = 45^\circ$ 时的衍射角。

用于 X 射线衍射分析的 X 射线衍射仪已广泛应用于物相分析并成为金属监督的常规手段, 当配有专用计算机时, 可将全部标准数据输入进行自动检索代替人工得出分析结果。

xifen fenliqi

细粉分离器 (cyclone collector)

将制成的煤粉 (或其它粉尘) 从气粉混合物中分离并收集起来的装置, 亦称旋风分离器。细粉分离器系采用离心分离工作原理 (如图所示), 将煤粉从气流中分离出来。锅炉制粉系统中的细粉分离器多用于中间贮仓式系统或半直吹式系统中。用于中间贮仓式制粉系统时, 细粉分离器通常布置在煤粉仓的上方并露天布置于屋顶。因单一的离心作用不能把煤粉全部分离下来, 其分离效率约为 85%~90%, 极细的煤粉被气流带走进入排粉风机。



细粉分离器

xinshi ji lu yibiao

显示及记录仪表 (display and recording instrument)

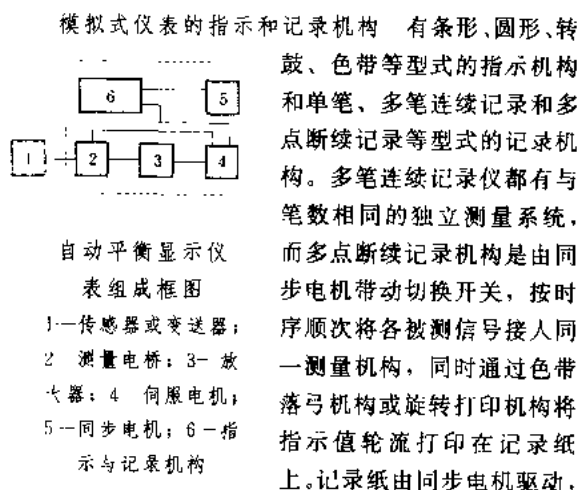
接收来自传感器或变送器的被测参数变化信号, 将其转变成便于人眼观察的形态显示并记录下来的自动化仪表。根据实际需要, 显示和记录也可以是两种仪表。根据显示方式不同, 可分为模拟显示、数字显示及图形显示。监视用的数字显示往往与数字记录是分开的。

模拟显示仪表 仪表指针 (或色带、光柱) 以相对于标尺的线位移或角位移的模拟量形式指示和记录被测参数。它主要有动圈式显示仪 (精确度为 1.0 或 1.5 级) 和自动平衡显示记录仪 (精确度为 0.2~0.5 级) 两种。

动圈式显示仪 由测量线路和磁电式动圈测量机构两部分组成。前者是将传感器 (如热电偶、热电阻、霍尔压力变送器、电位器式压力传感器等) 的输出信号

转换为流经测量机构的电流,而后者将此电流转换为测量机构动圈偏转角,并带动指针在以被测参数分度的标尺上方移动。为了减小动圈电阻值随环境温度变化而引起的测量误差,回路中串联有温度补偿电阻。为了增大流过动圈的电流和提高仪表输入阻抗,有些动圈仪表在测量线路后增设前置放大器,以增强仪表的抗震性能和降低对外接电阻的要求。

自动平衡显示记录仪 由测量电桥、放大器、伺服电机、同步电机和指示记录机构组成。其框图如图所示。随测量桥路不同,可分为自动平衡电位差计和自动平衡电桥两类仪表。平衡电桥的测量桥路为一四臂平衡电桥,被测热电阻为电桥一臂,当被测阻值变化时,电桥失去平衡,输出的不平衡电压,经放大器放大后,推动伺服电机正向或反向转动,带动指针和记录笔移动,并带动测量电桥上的滑线电阻触点位置,直至使电桥重新平衡。平衡电桥因其供电方式不同,又可分为直流电桥和交流电桥两种。自动电位差计测量采用不平衡电桥,其不平衡电压输出与被测电势反向串联,两者的偏差电压经放大,推动伺服电机使测量桥路上滑线电阻触头向减少偏差电压方向移动,直至等于零为止。其余部分与直流平衡电桥相同。



带形纸走纸速度一般为30~1200 mm/h,分级可调。圆形纸定速为每周24 h。

数字显示仪表 将传感器或变送器送来的连续信号,通过模/数转换变换成对应的数字编码,再经译码电路和数字显示器件,以数字量形式显示。根据使用要求,有些数字显示仪表中还设有对输入模拟信号的前置放大、非线性补偿和标度变换以及超限报警、输出打印等功能和部件。数字显示仪表按被测参数点数区分,有单点和多点;按输入信号形式区分,有电压型和频率型。

目前,前置放大器、模/数、数/模(A/D、D/A)、译码等电路都已实现集成化,使仪表可靠性大为提高。微处理器引入数字显示仪表中,提高了仪表对被测参

数的数据处理、参数补偿、多参数复合运算等功能,增加了大容量储存、故障诊断等功能。

数字显示仪表测量精确度高,响应迅速,适合于多点巡回检测,但不能直观、连续地反映被测参数变化趋势,因而不便于运行人员迅速掌握全系统的运行情况。近期生产的既具有模拟指示和记录,又有数字显示和数据打印的数模混合型显示记录仪,兼备了两者的优点。

图形显示器 与计算机配套工作的显示器件,是计算机的一种重要外部设备。它是通过在屏幕上显示文字、数字、图表、图像等形式来显示信息,为大型机组的大量监控参数的集中显示提供了有效手段。图形显示器按屏幕形态区分,有阴极射线管(CRT)型、平板型和投影型。目前常用的是CRT显示器。

参考书目

《工业自动化仪表手册》编辑委员会,工业自动化仪表手册,北京:机械工业出版社,1987

相似原理

(theory of similarity) 关于不同规模物理现象保持相似的条件学说,是用于指导实验的理论。在实验研究中通常要解决以下三个问题:①实验中应该测量哪些物理量?②实验的结果应整理成什么形式?③实验求得的公式可以推广应用到什么样的范围中去?相似原理正是针对这些问题从实践中总结出来并用以指导实验研究的理论基础。

相似分析 人类很早总结出几何相似的规律:凡同类的图形,当其对应边互成比例时则必定相似。这一规律也可推广到物理现象中去。但是描述物理现象的物理量很多,它们之间又存在各种互相制约的内在联系。因此,两个由相同的物理方程来描述的同类现象相似,则其对应同名物理量(即在对应的瞬间和空间)之间应互成比例。

下面以两平行平板间的充分发展层流的对流换热问题为例来进行分析(见图)。板面与流体间的换热可用下述控制方程组来描述,它包括

$$\left. \begin{aligned} \text{表面换热方程} \quad & \alpha = -\frac{\lambda}{\Delta T} \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{y=0, \delta} \\ \text{能量方程} \quad & u \frac{\partial T}{\partial x} = \alpha \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \\ \text{运动方程} \quad & u \frac{\partial u}{\partial x} - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} = \nu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \\ \text{连续方程} \quad & \frac{\partial u}{\partial x} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

两个相似现象 I 与 II 可分别表示成

$$\left. \begin{aligned} \alpha_1 &= -\frac{\lambda_1}{\Delta T_1} \left(\frac{\partial T_1}{\partial y_1} \right)_{y_1=a_1} \\ u_1 \frac{\partial T_1}{\partial x_1} &= a_1 \frac{\partial^2 T_1}{\partial y_1^2} \\ u_1 \frac{\partial u_1}{\partial x_1} + \frac{1}{\rho_1} \frac{\partial p_1}{\partial x_1} &= \nu_1 \frac{\partial^2 u_1}{\partial y_1^2} \\ \frac{\partial u_1}{\partial x_1} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

$$\left. \begin{aligned} \alpha_2 &= -\frac{\lambda_2}{\Delta T_2} \left(\frac{\partial T_2}{\partial y_2} \right)_{y_2=b_2} \\ u_2 \frac{\partial T_2}{\partial x_2} &= a_2 \frac{\partial^2 T_2}{\partial y_2^2} \\ u_2 \frac{\partial u_2}{\partial x_2} + \frac{1}{\rho_2} \frac{\partial p_2}{\partial x_2} &= \nu_2 \frac{\partial^2 u_2}{\partial y_2^2} \\ \frac{\partial u_2}{\partial x_2} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

而 I、II 现象的对应同名物理量之间又互成比例, 即 $\alpha_1 = c_\alpha \alpha_2$, $x_1 = c_x x_2$, $\lambda_1 = c_\lambda \lambda_2$, $\Delta T_1 = c_T \Delta T_2$, $T_1 = c_T T_2$, $u_1 = c_u u_2$, $y_1 = c_y y_2$, $a_1 = c_a a_2$, $\rho_1 = c_\rho \rho_2$, $\Delta p_1 = c_p \Delta p_2$, $\nu_1 = c_\nu \nu_2$, 其中 c_α , c_x , c_λ , c_T , c_u , c_a , c_ρ , c_p , c_ν 为比例常数。将上述各值代入方程组 (2) 中得到

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{c_\alpha c_1}{c_\lambda} \right) \alpha_2 &= -\frac{\lambda_2}{\Delta T_2} \left(\frac{\partial T_2}{\partial y_2} \right)_{y_2=a_2} \\ \left(\frac{c_u c_1}{c_a} \right) u_2 \frac{\partial T_2}{\partial x_2} &= a_2 \frac{\partial^2 T_2}{\partial y_2^2} \\ \left(\frac{c_u c_1}{c_\nu} \right) u_2 \frac{\partial u_2}{\partial x_2} + \left(\frac{c_p}{c_\rho c_\nu^2} \right) \frac{1}{\rho_2} \frac{\partial p_2}{\partial x_2} &= \nu_2 \frac{\partial^2 u_2}{\partial y_2^2} \\ \frac{\partial u_2}{\partial x_2} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

上述各式中, α 为换热系数, T 、 p 、 u 分别为流体的温度、压力和流速沿 X 轴向的分量, λ 、 a 、 ρ 、 ν 分别为流体的导热率、导热系数、密度和动黏度, 下角标 1 或 2 分别指现象 I 与 II。将方程组 (3)、(4) 进行比较可以得出

$$\frac{c_\alpha c_1}{c_\lambda} = 1$$

$$\text{或} \quad \frac{\alpha_1 l_1}{\lambda_1} = \frac{\alpha_2 l_2}{\lambda_2} = \frac{\alpha l}{\lambda} \equiv Nu$$

$$\frac{c_u c_1}{c_\nu} = 1$$

$$\text{或} \quad \frac{u_1 l_1}{\nu_1} = \frac{u_2 l_2}{\nu_2} = \frac{ul}{\nu} \equiv Re$$

$$\frac{c_p c_1}{c_\rho} = 1$$

$$\text{或} \quad \frac{u_1 l_1}{a_1} = \frac{u_2 l_2}{a_2} = \frac{ul}{a} \cdot \frac{\nu}{a} \equiv Re \cdot Pr$$

$$\frac{c_p}{c_\rho c_\nu} = 1$$

$$\text{或} \quad \frac{\Delta p_1}{\rho_1 u_1^2} = \frac{\Delta p_2}{\rho_2 u_2^2} = \frac{\Delta p}{\rho u^2} \equiv Eu$$

由确定被研究物理现象的有量纲物理量组成的无量纲数称作相似准则, Nu 、 Re 、 Pr 和 Eu 均是这样一些无量纲数, 用在这一领域内做出过突出贡献的科学家的名字来命名, 分别称为努塞耳 (Nusselt) 数、雷诺 (Reynolds) 数、普朗特 (Prandtl) 数和欧拉 (Euler) 数。

上述分析称为相似分析, 从中可以看出, 两相似现象间不但各对应的同名物理量应互成比例, 而且各比例常数之间也存在着一定的关系, 表现为对应的同名准则 (如上例中的 Nu 、 Re 、 Pr 和 Eu) 彼此相等。在工程实际计算中描述现象的物理量由未知量 (或待求量, 如上例中的 α 和 Δp) 和已知量 (或单值量, 如上例中之 u 、 b 、 λ 、 a 、 ρ 、 ν 等) 组成; 因此, 相似准则由定型的 (由单值量组成, 如上例中的 Re 和 Pr) 和非定型的 (其中包含有未知量, 如上例中的 Nu 和 Eu) 两种组成。由于上例中方程组 (1) 的解既可表示成物理量函数, 也可表示成准则函数, 即

$$\alpha = f_1(u, \Delta T, T, b, a, \lambda, \rho, \nu) \text{ 或 } Nu = f_1(Re, Pr)$$

$$\Delta p = f_2(u, b, \rho, \nu) \text{ 或 } Eu = f_2(Re)$$

因此, 对于两同类现象只需保证对应的单值量互成比例和对应的同名定型准则彼此相等, 则对应的未知量就必定成比例, 同名的非定型准则必定相等。常用的相似分析方法有: 方程组无量纲化法、相似常数法 (如上例中所用的方法)、量纲分析 (或 π 定理) 法以及物理相似法。对于那些能用控制方程组描述的现象, 通常应用前两种方法; 而对于那些目前还不能用控制方程组来描述的现象则只用后两种方法来进行相似分析。

相似定理 归纳起来, 可将相似原理表述成三个定理, 以回答前面提出的三个问题: ①包含在与现象有关的准则中的诸物理量在实验中都应该直接地或间接地予以测量; ②实验结果应整理成准则关系式; ③由实验求出的准则关系式可推广应用到与之相似的现象中去, 凡同类现象其对应的单值量互成比例, 且同名定型准则又相等时, 则必定相似。因此, 在进行实验之前, 首先要对研究的问题进行相似分析以求出与之相关的相似准则, 继而在实验中对不同工况下包含在各相似准则中的诸物理量进行直接的或间接的测量, 然后将测得的实验数据综合整理成准则关系式, 最后根据相似原理确定准则关系式的应用范围。

相似原理还可用来指导模型的制造以代替实际设备进行实验研究, 从而大大简化实验的规模。这种模型

实验的研究方法在各个工业领域的技术开发中得到了广泛的应用。

xiugong she

消防设计 (fire protection design) 为保证火力发电厂安全生产,防止或减少火灾危害,保障人身和财产安全,设计中应采取的综合性防火技术措施和火警情况下应急的消防装备的统筹规划和安排。消防设计需结合工程具体情况,积极而慎重采用新技术、新工艺、新材料和新设备,贯彻“预防为主,防消结合”的方针。

防火设计着重要求合理地选择设备和材料。对各类电气设备的绝缘等级和允许电流密度应留有适当裕度;对关键部位的设备和电缆尽可能选用具有耐热和阻燃性能的材料油品;对重要的压力油管路,如汽轮机润滑油管系宜采用套管式结构,使压力油在内管中流动,低压油在内外管间流动,以减少和避免高压油泄漏的危害。

对燃料储运系统,针对不同的燃料类型采取相应的防火措施,如对易自燃的高挥发分固体燃料采用阻燃输煤皮带;在煤粉制备系统的各个部位,须严防积粉、防止自燃或爆炸。液体燃料储运系统和气体燃料储运系统,要严防泄漏、加强监测,所经地段避免静电和摩擦火花的发生。油库区周围设置必要高度的防止漏油蔓延的隔离堤。

对建筑物设计,应按照规定合理确定它的耐火等级并采用相应的耐火材料,重要厂房,如控制室,其内部装修、门窗、橱柜等应采用阻燃材料。在有爆炸和腐蚀性气体的处所,照明灯具、动力设备、电力线路和压力油管均需设有必要的防护设施。此外,高大建筑物、油库、气罐和电气设备集中的地点,根据当地雷电情况装设避雷针和可靠的接地网络。

建筑物、构筑物相互间的外部距离应符合防火间距的规定,并考虑火警时的安全疏散消防通道。建筑物内部需设有必须的防火隔断设施。汽机房和锅炉煤仓间需设防火隔墙,电缆隧道或重要回路电缆沟中的某些部位需设置防火墙,并在电缆穿过墙壁的孔洞处需用耐燃材料封堵。油管路沟道亦应设有必要的防火隔墙。某些出入口须设置防火门。建筑物和充油设备之间须按防火要求布置充分的安全间距,若不能满足间距要求时,则须采取设置隔火墙等安全措施。

对有可能泄漏产生爆炸的燃料油、气,煤粉,乙炔等,设计中要考虑将其导引到室外的措施,这类燃料邻近高温或设备本身即是易于引燃的发火源时,必须采取妥善的防泄漏和隔离消防措施。

在电厂重要及容易发生火灾的区域需配置合适的

火灾探测报警系统(见防火检测),以便在火灾初期能迅速发现和及时处理。对设置自动灭火系统的区域,火灾探测报警系统还能自动使灭火系统在火灾初期便发挥作用。

电厂的灭火设计是合理选择并布置各种灭火设施。电厂最主要的灭火手段仍是室内外消火栓及各种自动喷水灭火系统。气体及泡沫灭火系统只用于特殊的少数防护对象,如控制楼采用气体灭火系统及燃油储罐采用空气泡沫灭火系统。灭火系统的设计见消防水系统及化学药剂灭火系统。

xiangshui xitong

消防水系统 (fire extinguishing water system)

包括火电厂消防用水的供给、储存、升压及常压维持、输送、自动喷水灭火系统及室内外消火栓设置等在内的整个系统。与消防水系统配套的有火灾的探测、报警及相应控制系统和移动式灭火设备及车辆等。

消防系统设计的主要原则为:消防水系统一般应采用独立的管网;电厂在同一时间内一般只考虑发生一次火灾,只有当电厂面积超过100 ha时才考虑同一时间内发生两次火灾;重要的防火要求较高的建筑物及设备需考虑设有两种消防手段;消防蓄水池需满足3 h的最大消防水量;至少设置两台消防水泵,其中一台备用,在可能时其中一台考虑由内燃机驱动;厂区消防管网按区域组成环形。

在电厂室外消防管网上设置室外消火栓和在主厂房及输煤系统建筑物内设置室内消火栓是最简单有效的灭火手段,此外,在重要的和防火要求较高的部位还需设置自动喷水灭火系统。电厂最常用的自动喷水灭火系统有:预作用喷水灭火系统、喷雾灭火系统和水幕系统。

预作用喷水灭火系统 由火灾探测系统、闭式喷头、雨淋阀和充以低压空气的管道组成。该系统的管道内平时无水,以防止管道破漏及喷头损坏时的水渍危害。发生火警时,通过火灾探测系统控制雨淋阀向管道供水。喷头是否喷水还要根据各喷头处温度是否达到动作温度而定。预作用自动喷水灭火系统主要用于汽机轴承、运转层下及输煤系统等处。

喷雾灭火系统 由火灾探测系统、喷雾喷头、雨淋阀和管道等组成。发生火灾时,也通过火灾探测系统控制雨淋阀向管道内供水,管道充水后所有喷头即同时喷水。喷雾灭火系统主要用于多油设备,如变压器及汽机润滑油箱等。

水幕系统 由水幕喷头、管道和控制阀等组成的阻火、隔火喷水系统。主要用于输煤转运站的隔火,防

止火势蔓延。

xiuqiangqi

消声器 (muffler) 一种既允许气流通过而又衰减或阻碍声音传播用以降低气(汽)动力性噪声的装置。

按消声器原理划分主要有阻性消声器、抗性消声器、阻抗复合式消声器、微穿孔板消声器、小孔喷注消声器和大孔降压消声器等几种。

阻性消声器 将吸声材料以一定排列组合方式固定在气流通过的管道内,或把吸声材料固定在气流流动的管道内壁,以吸收或削弱噪声强度的装置。吸声材料一般采用松软或多孔的材料,如玻璃棉、泡沫塑料、毛毡、矿棉等。它的吸声原理是:当声波进入吸声材料时,引起材料内空气和细小纤维的振动,使一部分声能转化为热能。最简单的阻性消声器是直管式消声器,即将消声材料直接固定在管道内壁,它通常适用于小流量通道。对大流量通道,吸声材料往往采用蜂窝式或片式布置。为了提高高频范围内的消声性能,还可采用折板式、迷宫式及声流式布置。阻性消声器的特点是,能在较宽的中、高频范围内消声,对高频噪声有显著的消声效果,但对低频噪声消声效果差,且不宜在温度高、湿度大和对吸声材料有腐蚀的气流中使用。

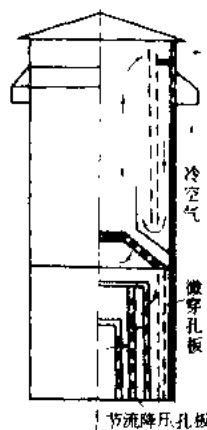
抗性消声器 或称声学滤波器,是通过适当控制声抗,使某些频率或频段的噪声反射回声源,达到消声目的的装置。常用的有扩张室式和共振腔式两类。扩张室式消声器是通过不同管和室的组合,以滤掉某些频率的噪声。按结构分有单节扩张室式、内插管双扩张室式和串联多节不同长度扩张室式。共振腔式消声器是通过共振吸声结构在某频带范围内发生共振,达到消声目的,一般采用孔板式共振腔消声器。抗性消声器构造简单、耐腐蚀、耐高温、适用于消除中、低频噪声,但消声频宽有限,在高频下消声效果不佳。

阻抗复合式消声器 由阻性消声器与抗性消声器经适当组合而成的消声装置,是既有吸声材料,又有共振吸声体和扩张室的消声器。它对高、中、低频噪声都有消声效果。一般有扩一阻复合式,共振一阻复合式和扩一共一阻复合式几种结构。火电厂中高压风机的进排气管口常采用这类消声器。

微穿孔板消声器 60年代中国研制成功的一种新型消声器。将在1~2 mm金属薄板上冲压若干直径在1 mm以下微孔形成的微穿孔板按一定方式固定在气(汽)流通过的管道内所组成的消声器。微穿孔板是当声波传到微孔时,由于孔内气(汽)体的运动和共振而形成的既有声阻又有声抗的吸声元件。微穿孔板消声器可在宽阔频率范围内具有良好的消声效果,而且耐高温、耐腐蚀、阻损小、干净、寿命长。火电厂锅炉

排汽大多采用这类消声器。由于锅炉排汽温度和压力都很高,所以在排汽消声器中还采取了吸冷气及降压措施。这既可消耗蒸汽部分能量,缩小消声器体积,另一方面又可保护微穿孔板免受汽流冲击。吸冷气降压微穿孔板排汽消声器示意图。

小孔喷注消声器 是根据70年代中国马大猷教授创立的小孔喷注理论研制成功的一种消声器。小孔消声器的消声原理是,当气(汽)流通过小孔时,噪声频谱的峰值移向高频区,使人耳可听声成分降低,从而减弱噪声的干扰和伤害。其基本结构是一根直径与排气(汽)管直径相等且末端封闭的管子,管壁钻有 $\phi 1 \sim \phi 3$ mm的小孔,孔间距约为孔径的5倍。小孔喷注消声器在电厂排汽噪声控制中也得到了应用,它具有耐高温、体积小、重量轻、降噪量大、工作寿命长的特点。



吸冷气降压微穿孔板排汽消声器

大孔降压消声器 当气(汽)流通过直径为5~20 mm的孔时,借助合理的孔径及其孔间距的配置,产生足够的压降而取得满意的降低噪声效果。目前,大孔降压消声器在电厂锅炉排汽、除氧器排汽、安全阀排汽的噪声控制中得到应用,它具有内压低、安全性好、不易因堵塞而引起爆裂、耗钢材低、使用寿命长等特点。

衡量消声器质量和性能的方法是进行性能评价,其内容包括:①消声性能:一般应评价总声压级和A声级消声量,以及在不同频率与频带下的消声量。②空气动力性能:主要评价消声器的阻力损失。③结构性能:评价几何尺寸、造价和使用寿命。④耗钢率:每吨介质降低1 dB(A)所消耗的钢材重量。

xiǎodiànliù jiēdì xìtǒng jiēdì xìn hào zhuāngzhì

小电流接地系统接地信号装置 (earth signalling device of low current earthing system)

当35 kV及以下电压的中性点非直接接地的电网,包括厂用电系统,发生单相接地故障时发出信号的装置。中性点非直接接地的电网发生单相接地时,接地电流较小,不会使电气设备损坏,不需立即切除故障线路,只需由接地信号装置发出信号,运行人员可在适当时机采取措施消除故障。通常利用母线上的电压互感器二次侧接成开口三角形来反映零序电压的接地监视装置,值班人员根据该装置发出的信号和表计指示,判

断接地的故障相别,但不能指出故障线路。为此,有许多电网装设有选择性的保护装置或通过接地信号寻找装置来判断接地故障的线路。由于高压厂用电系统存在着瞬态接地的概率,为便于运行人员寻找瞬态性接地点,消除隐患,所以接地故障监视装置应具有记忆瞬态性接地的功能。

单相接地保护装置 电缆馈线或经电缆引出的架空线路可装设零序电流互感器。当单相接地电流能满足灵敏系数的要求时,可单独装设零序电流保护。如果零序电流保护不能满足要求,在接线复杂的网络中,可装设功率方向保护。对经消弧线圈接地的电网,可与消弧线圈并联一个有效电阻,在发生接地时将电阻短时接入,造成人为的有功分量电流,采用余弦型功率方向继电器构成的方向保护;或短时断开消弧线圈,暂时破坏补偿,利用正弦型功率方向继电器实现有选择性的方向保护。

当为架空线路不能装设零序电流互感器,而单相接地电流较大时,可将接地保护装置接在三相电流互感器构成的零序回路中。

中国规定,单相接地电流在10 A以下时,单相接地保护通常发出信号。单相接地电流在10 A及以上时,电动机回路的单相接地保护动作于断路器跳闸。

寻找接地信号装置 出线回路数不多,或难于装设有选择性的单相接地保护时,可采用顺序断开线路,然后以自动重合闸装置纠正的方法来寻找接地故障线路。这种方法被切断的线路要短时停电;如线路较多时,可采用手动和自动寻找接地故障的信号装置,将各线路的零序电流回路经切换开关、切换继电器或步进器等接入信号装置中。在发生接地故障时,该装置依次检查各条线路,当检查到发生故障的线路时,立即发出信号。

新相形成

新相形成 (precipitation) 时效过程中耐热钢或耐热合金在过饱和固溶体内析出新相的过程。新相是指析出的这些相质点与母相有不同的成分和结晶结构,并有相界面与母相分开。新相一般是碳化物、氮化物和金属间化合物等。可以是强化相,也可以是脆性相。

金属监督和寿命管理中要注意的不仅是新相在时效过程中的形成,更重要的是形成的新相的性能和其对钢和合金性能的影响。形成的新相可以使钢的强度升高,也可能使钢的某些性能如韧性和抗腐蚀性能降低等。如12Cr2Mo主蒸汽管道钢在运行时析出分散的碳化物质点而使钢的持久强度升高;阀杆用钢

38CrMoAl氮化后的强化相是氮化物AlN,以分散的小质点存在,极难集聚,可以保持钢的强度;12%Cr基的马氏体耐热钢(如用于主蒸汽管的德国钢号X20CrMoV121或X20CrMoWV121等)在运行时析出的新相则是金属间化合物Fe₃Mo或Fe₃W(称拉维斯相)。强化相的特点是硬度、强度特别高。当强化相析出后,其母相由于合金元素的贫乏化而强度硬度降低。因此,当新相是强化相且是弥散分布时,有很强的强化作用,可抵消固溶体因合金元素的贫乏化而强度的降低而使钢或合金的强度、硬度、持久强度和蠕变极限升高。但是,当它们聚集而强化作用消失后,则无法抵消作为基体的固溶体的强度降低而使钢或合金的强度、硬度、持久强度和蠕变极限等有明显的下降,对火电厂安全运行造成不利的影响。火电厂高温构件钢中也会形成一些脆性相如铬镍不锈钢中 σ 相的形成。 σ 相是铁铬化合物FeCr,性质硬脆,当它们沿晶界析出时,会使钢的塑性、韧性、蠕变极限和持久强度降低,也使钢的抗腐蚀性明显降低。这对高参数锅炉的奥氏体不锈钢过热器管、再热器管等高温构件的运行极为不利。

信号回路

信号回路 (signalling circuit) 将电力系统或电厂的设备和电力回路的运行状态及时、准确地用电气信号传送到控制室,作为运行人员判断及处理依据的装置及其电气二次回路接线。

对于火电厂常规的一对一控制系统,通常设置的信号有:事故、预告、事故分析、位置、联系和全厂报警信号等。

事故和预告信号 电力回路或设备发生故障或运行状态异常时,发出音响与灯光信号。这两种信号由中央信号装置来完成。控制室通常装设能重复动作的延时自动解除音响的信号装置,可采用冲击继电器或闪光报警装置构成。其功能为:①对音响监视控制接线能实现亮屏或暗屏运行;②断路器事故跳闸时,能瞬时发出音响及相应的灯光信号;③异常运行时,能发出音响及光字牌显示异常运行的性质;④能进行音响与灯光信号是否良好的试验;⑤能确认事故和运行异常的信号,确认后解除音响,保留灯光显示;⑥事故或异常运行信号消失后,能自动或手动复归。

信号回路较多采用强电或弱电的一对一信号。这种信号反映灵敏直观、易判断准确,但光字牌较多,控制电缆消耗量较大。当信号数量很多时,使控制屏面布置存在困难;在信号传输距离较远时,可采用通过断路器的位置灯闪光表示发生故障或异常运行的地点,由一组共用的光字牌或灯光显示器显示故障性质的间接分区信号;或采用信号扫描系统和显示信号。信号传输



方式,在一对一信号系统为多通道方式,对信号扫描系统为单通道方式。

事故分析信号 保护屏离控制室较远,保护装置动作时,除发出事故或预告信号外,在控制室的控制屏上设有显示动作信息的光字牌,供运行人员对事故性质及发生地点进行具体分析之用。如电厂设有事故顺序记录和事故追忆装置时,事故分析信号可以适当减少,或将性质相同及同时发生概率很少的信号加以合并。当保护屏和控制屏布置在一个房间内时,可用一个“掉牌未复归”总信号来表示。

位置信号 断路器通常用红绿灯或控制开关把手内的模拟灯来显示合闸或跳闸位置。隔离开关用位置指示器显示断开或合闸位置。

带负荷调压变压器的绕组分接头位置也应在控制屏上显示。

联系信号 设有中央控制室的发电厂,发电机在控制室内操作,而汽轮机和锅炉在设备现场的控制室内操作,为协调炉机电间的运行状态,需设有联系指挥信号,与汽轮机控制室的联系信号内容为注意、增减负荷、机器危险、更改命令等。对调频电厂,还应设有与锅炉控制室的联系信号,其内容与汽机联系信号相似。联系信号应能相互发送,对侧复归。

全厂报警信号 大容量发电厂内发生重大事故时,应及时将事故发生地点通报全厂有关岗位。报警方式是,由事故发生现场通过全厂播叫信号系统,向全厂重要岗位发出信号,或由事故发生现场先将事故信号通知值长,由值长向各重要岗位发出信号。

当火电厂采用分散控制系统(DCS)控制时,信号回路有较大变化,DCS可实现重要信息的事故顺序记录、事故追忆记录,CRT报警需显示故障和异常运行信号,部分电厂仍保留少量光字牌信号,因此,信号回路设计改由电气提供信息给DCS,由DCS统一规划和设计信号显示的软、硬件。并通过打印报表记录信号的内容与地点。由于机炉电集中控制,联系信号则取消。有些电厂实现全厂管理信息系统(MIS),全厂报警信号由MIS统一考虑,全厂报警信号也取消。

xingbian rechu

形变热处理 (thermomechanical treatment)

与热加工成形过程结合的一种热处理工艺。可有效利用形变强化与相变强化效果,使构件在制造过程中有效地将压力加工与热处理相结合,从而获得更好的强度和韧性的配合,并简化生产,节省费用。根据形变温度可分成低温形变热处理和高温形变热处理。

低温形变热处理 将钢加热至奥氏体状态,保温后急速冷却至 A_{c1} 以下, M_s 以上某温度进行形变,然后

淬火获得马氏体组织;此后在适当温度回火,能在塑性、韧性几乎不下降的条件下,大幅度提高钢的抗拉强度和屈服强度。

高温变形热处理 将钢加热到奥氏体稳定区,保温后在该状态下进行形变,随后立即淬火获得马氏体组织,此后在适当温度回火,也同样有提高性能作用,但作用较弱。较容易安排在锻、轧生产过程中实现。

xuchianchi

蓄电池 (storage battery) 具有电能—化学能量可逆转换功能并能进行充电、放电多次循环使用的直流电源设备。充电时,蓄电池将电能转变成化学能储存起来;放电时,将所储存的化学能转变成直流电能释放出来。火力发电厂中通常按照直流系统的电压,将多个单体蓄电池串连成蓄电池组使用。由于蓄电池能不间断地供给直流用电,而不受交流侧事故停电的影响,是发电厂中独立的直流电源系统。蓄电池一般分为酸性和碱性两大类,发电厂中主要采用的有固定型铅酸蓄电池,对远离主厂房的水泵房等附属设施也可采用镉镍碱性蓄电池或铁镍碱性蓄电池。

铅酸蓄电池 固定型铅酸蓄电池分为开口式、防酸防爆式、消氢式和阀控密封式等,除开口式外,其余均采用封闭式容器,其结构和特性基本类似。

构造 主要由正负极板组、电解液和容器组成,多半采用的正极板为玻璃管管式结构,负极板为涂膏式结构。正极板的有效物质为褐色的二氧化铅(PbO_2),负极板的有效物质为灰色的铅绒(Pb)。极板利用上部的耳柄挂在容器的两侧边缘,极板之间用耐酸的塑料纤维或木质绝缘材料做的多孔性隔板隔开。负极板比正极板多一块,使正极板两面均匀作用,以免极板弯曲。旧式容器为开口式玻璃缸,新式的为封闭的防酸防爆式透明塑料缸。电解液是由纯硫酸(H_2SO_4)和蒸馏水稀释成密度为 1.21 g/cm^3 (温度为 15°C 时)的溶液。

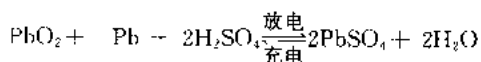
阀控密封式铅酸蓄电池的极板大多选用耐腐蚀性强的合金材料,采用长时间高温和高湿度来化成,使化成后的活性物质不易脱落,电池内部有一个排气阀,以防止电池在高温下运行产生多余气体使内部气压升高时排气用。

工作原理 在蓄电池容器中注入电解液后,正、负极板上便产生不同的电位,在外电路断开时,正、负极板间的电位差即为蓄电池的电动势。

放电时,电流由正极板经外电路负载流向负极板,在蓄电池内则从负极板流向正极板,使电解液硫酸分解为正离子氢(H^+)在正极板上析出,负离子硫酸根(SO_4^{2-})在负极板上析出。在两极极板上生成硫酸铅($PbSO_4$),同时析出水,使电解液密度减少。

充电时,外部直流电源的端电压高于蓄电池(组)的反电动势时,将产生充电电流,在蓄电池内电流从正极板流向负极板。电解液被分解为正离子氢(H^+)在负极板上析出,负离子硫酸根(SO_4^{2-})在正极板上析出。充电完成后,两个极板上恢复为原来的有效物质(PbO_2 、 Pb),同时电解液密度增加。铅酸蓄电池充电是放电的逆过程。

充、放电时蓄电池的电化学反应式为



(正极板)(负极板)(电解液)(正、负极板)(水)

特性 主要包括电动势、端电压、容量和自放电等特性。

(1) 电动势 铅酸蓄电池的电动势大小主要与电解液的密度有关,而与极板的面积大小无关,受温度的影响可忽略不计。一般用下列经验公式表示电动势 E ,即

$$E = 0.85 + d$$

式中 d 为电解液在 $15^\circ C$ 时的密度,充电后 d 为 $1.21 g/cm^3$,全部放电后约为 $1.15 g/cm^3$ 。静止时单体铅酸蓄电池的电动势约为 $2.00 \sim 2.06 V$ 。

(2) 端电压 在放电或充电过程中,蓄电池的端电压(U)都是变化的,它与电动势 E (或电解液的密度 d)、内阻 r 、充电电流 I_c 和放电电流 I_d 有关,即 $U = E - I_d r$ 或 $U = E + I_c r$ 。其变化过程大致可分为三个阶段(见图1):①初始时端电压变化较快,主要是由于极板

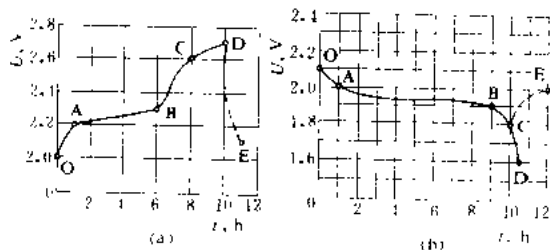


图1 铅酸蓄电池充、放电压曲线

(a) 充电; (b) 放电

表面附近和有效物质微孔内硫酸的浓度(或比重)的剧烈变化,充电时剧增,放电时锐减,来不及与容器内密度不同的电解液之间互相扩散。②中期端电压变化较缓慢,这是由于电解液内的扩散作用使微孔内的硫酸保持一定的浓度。③后期端电压的变化继续保持较快,原因是充电末期正、负极板被析出的氧和氢的气体提高了正极的电位和负极的内阻;放电末期极板的有效物质大部分已形成了硫酸铅,阻塞了有效物质微孔的入口,使电化学反应难以进行,因而电动势下降,极板内阻加大,端电压下降。充电末期单体蓄电池的端电压稳定在 $2.7 V$ 左右,停止充电时立即骤降至 $2.3 V$ 而

后稳定在 $2.06 V$ 左右;放电末期单体蓄电池的端电压不应低于 $1.8 V$,停止放电时端电压将回升至 $2 V$ 左右。

(3) 容量 铅酸蓄电池在充足电后放电至终止电压时所能放出的电量。通常以 $10 h$ 放电率的放电容量称作铅酸蓄电池的额定容量。蓄电池的容量与其极板的面积、数量以及电解液的密度、体积有关,而在使用中更主要的是与其放电率(放电电流和时间)、充电程度、环境温度等因素有关。

(4) 自放电 蓄电池由于其自身的内阻而进行的放电,自放电会使蓄电池自行失去电量。自放电有两种形式:①由于电解液所含的金属杂质沉积在负极板上以及极板的有效物质本身含有金属杂质,使负极板形成局部短路的小电池;②电解液上下间密度不同,引起极板上下的电动势不同,因而在正、负极板上下之间产生均压电流。为防止因自放电而使极板硫化,要对蓄电池定期进行均衡充电来予以补偿。

运行方式 有充电—放电运行方式和浮充电运行方式两种。

(1) 充电—放电运行方式 将充好电的蓄电池向直流负荷供电,放电至规定电压值后再进行充电的一种运行方式。为了保证在发生事故情况下蓄电池组能可靠地工作,通常规定在放电容量达 $60\% \sim 70\%$,单体蓄电池的端电压为 $1.95 V$ 时即停止放电。大容量发电厂一般设有两组蓄电池,充电期间直流负荷由已充好电的另一组蓄电池供电。小容量发电厂和网络控制室可设一组蓄电池,充电装置除向蓄电池组充电外,还兼供直流负荷。

单体铅酸蓄电池的端电压在充放电过程中的变化范围为 $1.95 \sim 2.7 V$ (阀控铅酸蓄电池为 $1.85 \sim 2.4 V$),为保持母线电压不超过允许范围,直流系统蓄电池回路分为无端电池接线和带端电池接线。对于无端电池接线,可分为不带降压装置和带降压装置接线。对于有端电池接线,根据端电池投入方式又可分为带端电池调节器接线和带端电池自投装置接线。目前应用最为广泛的是不带任何调压装置的无端电池接线。

(2) 浮充电运行方式 将蓄电池组与浮充电装置并联,由浮充电装置向直流母线供电同时又以小电流向蓄电池组浮充电的一种运行方式。发电厂可分别装设主充电装置和浮充电装置。也可装设同容量的两组充电装置,单作充放电和浮充电用。

当交流系统或浮充电装置发生事故时,蓄电池组转入放电状态运行,承担全部直流负荷的供电任务。一旦事故消除,即对蓄电池组充电,并转到正常的浮充电状态运行。

对设有端电池的直流系统,由于这些端电池不流

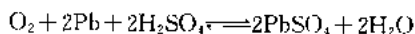
过充电电流,经常处于自放电状态,为避免极板硫化必须定期进行充电。

按浮充电方式运行时,一般要求对蓄电池组每三个月进行一次均衡放电,即放电至规定值 1.95 V (约 50%~60%容量)或以 10 h 放电率进行全容量放电至单体蓄电池的终止电压 1.75~1.80 V。放电完后即进行均衡充电。

采用浮充电运行方式的蓄电池组,由于自放电而消耗的电量得以补偿,因而它经常处于充满电状态,蓄电池的容量得到充分利用,直流母线电压稳定,不需要经常充放电,使蓄电池的寿命延长,简化了维护和运行工作,因而在发电厂和变电所中得到广泛的采用。

阀控式密封铅酸蓄电池的特点 与防酸隔爆式、消氢式铅酸蓄电池不同,阀控式密封铅酸蓄电池在正常充放电运行状态下处于密封状态,电解液不泄漏,也不排出任何气体,不需定期加水,极少维护。但是,要求充电设备的波纹系数小,有良好的定压、稳流性能。电池的电解液有胶体电解液和超细玻璃纤维隔膜吸附电解液两类,现大多数采用后者。

阀控式密封铅酸蓄电池的正负极板之间留有气体通道,同时选用无镉合金铸造的极栅提高负极的析氢电位,从而抑制氢气的析出,而正极产生的氧气经通道传递到负极,产生以下反应:



从上式可知,使氢经氧化而重新复合成水,因此可做成密封式。

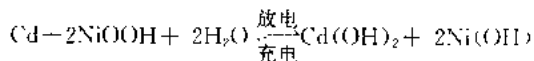
防酸隔爆式和消氢式铅酸蓄电池浮充电压为 2.15 V,均衡充电电压为 2.3 V。阀控式密封铅酸蓄电池浮充电电压为 2.23~2.28 V,均衡充电电压为 2.35 V。

碱性蓄电池 碱性蓄电池按极板的结构工艺不同,有袋式、涂膏式和烧结式三种。烧结式极板又分为全烧结式和半烧结式,半烧结式的正极板采用烧结工艺,负极板采用涂膏式工艺。镉镍和铁镍蓄电池的负极板的有效物质分别为海绵状的镉(Cd)和铁(Fe),正极板的有效物质均为羟基氧化镍(NiOOH)。容器由金属或塑料制成。电解液为密度 1.18~1.28 kg/cm³ 的氢氧化钾(KOH)溶液,为了提高蓄电池容量和使用寿命,通常在电解液中加入少量的氢氧化锂(LiOH)。

工作原理 在注入电解液后,正、负极板上便产生不同的电位,在外电路断开时的电位差即为蓄电池的电动势。以镉镍蓄电池为例,放电时,在蓄电池电动势的作用下,电路内产生电流,由正极板经外电路的负荷流向负极板,在蓄电池内则从负极板流向正极板,使氢氧化钾电解液分解为正离子钾(K⁺)在正极板上析出,

负离子氢氧根(OH⁻)在负极板上析出,在正、负极板上分别生成氢氧化镍[Ni(OH)₂]和氢氧化镉[Cd(OH)₂]。充电时,当外接直流电源的端电压高于蓄电池的反电动势时,将产生充电电流,在蓄电池内充电电流从正极板流向负极板,氢氧化钾电解液分解为正离子钾在负极板上析出,负离子氢氧根在正极板上析出。充电完成后,两个极板上恢复为原来的有效物质 NiOOH 和 Cd。

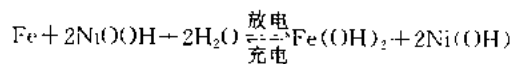
充、放电时镉镍碱性蓄电池的电化学反应式为



(负极板) (正极板) (水) (负极板) (正极板)

镉镍蓄电池的电化学反应是可逆的,在充放电过程中不消耗电解液,其密度几乎无变化,但有吸附和释放水的特性。放电时电极吸收水而使电解液的液面下降,充电时电极释放水而使电解液的液面升高

铁镍蓄电池的充放电电化学反应式与镉镍蓄电池的完全类似,即



(负极板) (正极板) (水) (负极板) (正极板)

特性 主要包括电动势、端电压、容量和自放电等特性。

(1) 电动势 同一种体系的碱性蓄电池的电动势相同,它与极板有效物质的组成和氧化程度有关,而与极板面积的大小和电解液的密度无关。电动势为正极板与负极板的标准电位之差,如镍的标准电位为 +0.52 V,镉的标准电位为 -0.809 V,则镉镍单体蓄电池的电动势为 1.33 V。

(2) 端电压 单体碱性蓄电池的充、放电终止电压与充、放电电流的大小有关。5 h 充电率时的充电终止电压为 1.55~1.60 V,10 h 充电率时为 1.50~1.55 V。用低倍率放电时,放电终止电压一般为 1.0 V。如放电倍率很高,放电终止电压可能稍低些 (0.7~0.9 V)。图 2 为镉镍碱性蓄电池充、放电时端电压随时间的变化曲线

(3) 容量 碱性蓄电池在充足电后至终止电压 1.0 V 时所能放出的电量。通常镉镍蓄电池以 5 h 放电率或铁镍蓄电池以 8 h 放电率的放电容量称作额定

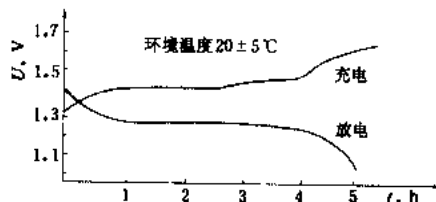


图 2 镉镍蓄电池电压曲线

容量。

(4) 自放电 碱性蓄电池的自放电有两种形式：①充电时，正极板上还同时形成二氧化镍 (NiO_2)，充电完毕后它会迅速地分解，使蓄电池电动势减少；②负极板上的有效物质与电解液相互作用而形成氢氧化镉 $[\text{Cd}(\text{OH})_2]$ 或氢氧化亚铁 $[\text{Fe}(\text{OH})_2]$ 。自放电在注入电解液的最初几天内最强，到第一个月末，可能失去 15%~35% 的容量。当电解液的温度高于 25℃ 时，会加剧自放电现象，高于 40℃ 时会永远地失去一大半容量。

运行方式 同铅酸蓄电池相类似，也有充电—放电运行方式和浮充电运行方式两种。

碱性蓄电池的充电方法有：①恒流充电，用计算充电时间来控制充电程度；②恒压充电，充电电流开始很大，随着充电时间而逐渐变小，最终趋于零，充电时间不严格控制；③限流恒压充电，先为恒流充电，后改为恒压充电。

碱性蓄电池的浮充电一般采用恒压充电法，单体碱性蓄电池的浮充电电压控制在 1.36~1.45 V，低于要求值时会使蓄电池容量不足或缩短使用寿命。但由于浮充电电压受环境温度影响，故用控制浮充电流方法较好，可保证蓄电池处于满容量状态。

长期处于浮充状态的碱性蓄电池，会使电池容量不足和单体电池之间容量不均。通常用 0.1 倍额定容量的电流值放电 1~2 次，使电池活化，恢复到一定容量。

参考书目

白忠敏等，电力工程直流系统设计手册，北京：中国电力出版社，1999 年 6 月

xi dianchi anzhuang

蓄电池安装 (storage battery installation)

电厂用蓄电池要求寿命长、容量大，多采用固定型铅酸蓄电池。有的电厂采用免维护蓄电池，其特点是全密封和少维护，出厂时已填充并处于充电状态，现场不必配置电池室防酸设备。安装工作简单，只需按照制造厂的安装指南进行即可。固定型铅酸蓄电池的安装工作有蓄电池就位、接线、配制电解液、注液、初充电和放电。其中主要是初充电。初充电的作用是使活性物质增加，提高放电性能；欠充电可使蓄电池组达不到额定出力；过充电会使极板损坏。充电设备可使用可控整流装置，放电电阻按放电电流选配。配液、充电均按制造厂规定及要求进行。配制电解液需用合格的蓄电池专用硫酸及蒸馏水，应将硫酸缓慢倒入蒸馏水中，比重一般在 1.2 左右。配液时温度会有所升高，需冷却到 30℃ 以下进行注液。注液后静置数小时，使电解液浸透电极板后方可开始充电。初充电一般用两阶段恒流充电。第一阶段先用蓄电池 10 h 放电率电流值的 80%，

充电到每个电池电压上升到 2.4 V。第二阶段将电流减小一半继续充电。初充电的总电量约为额定容量的 3~5 倍，共充电 40~50 h。充电时电解液不得超过 40℃。在充电时间接近规定小时数时，应注意监视，到充足电时即行停止，以避免过充电。充电结束依以下三个因素判断：①充电量达到规定的 A·h 数；②单个电池电压都在 2.5 V 以上，电解液密度达到规定，并且电压和密度都稳定 3 h；③极板上有大量气泡涌出，断电 2 h 后再充电时立即剧烈析出气泡。如在充电终期电解液密度与规定值不符，以密度 1.4 的硫酸或纯水调节，再充电 $\frac{1}{2}$ h 使电解液均匀。充电结束后应进行放电，电流值按 10 h 放电率电流，记录放电 A·h 数，在电压降到规定的终止电压时，达到额定容量的 85% 即为合格。放电后应即进行正常充电，间隔时间不宜超过 10 h。有的产品在制造厂已充电，安装时注液后只需恢复性充电约 24 h 即可，其充电参数按制造厂规定。

xia dianchi zhi liu xitong

蓄电池直流系统 (storage battery DC system)

由蓄电池组向控制、信号、保护和自动装置等控制负荷及直流油泵、交流不停电电源等动力负荷和事故照明负荷供电的直流电源及其接线网络。

发电厂的蓄电池多用铅酸蓄电池，也有采用镉镍电池的。铅酸蓄电池选用固定式防酸隔爆蓄电池或阀控密封式铅酸蓄电池。铅酸蓄电池具有适用温度和电流范围大，储存性能好，效率高，充放电循环次数多，容量大，铅材料资源丰富，造价较低等一系列优点，故广泛用于发电厂直流系统。镉镍电池具有承受冲击负荷大、体积小和维护检修工作方便等优点。高倍率镉镍电池用于事故冲击电流较大的配电装置或远离电厂主厂房外装有合闸电流较大的断路器操动机构的辅助设施中。中倍率镉镍电池目前容量较小，且价格较贵，只在个别负荷电流较小的重要设备上采用。

蓄电池充电方式 蓄电池正常按浮充电方式运行，适当时候向蓄电池进行均衡充电、定流恒压充电或核对性充放电。对不设端电池的蓄电池组采用均衡充电或定流恒压充电方式；设端电池的蓄电池组可采用核对性充放电方式。如果电厂设有两组蓄电池，虽不设端电池，也可通过闸刀开关切换，定时对蓄电池进行核对性充放电。阀控密封式铅酸蓄电池不进行核对性充放电。

蓄电池容量 蓄电池的容量按用电设备的实际负荷统计，其容量应满足全厂事故放电时的放电容量要求，并应考虑事故初期直流电动机起动电流和事故情况下蓄电池持续放电 1 h 末期恢复厂用电的最大冲击

电流等因素;同时要计算各事故放电阶段末期直流母线电压最低允许值所要求的放电容量。即蓄电池容量应根据以上条件的计算结果取其上限值。

直流系统接线 蓄电池组按电厂容量及供电负荷的要求,设一组或两组。一组蓄电池装设一台或两台充电设备,两组相同电压的蓄电池组,可设两台或三台容量相同的充电设备。充电设备采用晶闸管整流装置或高频开关充电装置。当一台机组只设一组蓄电池时,两机组的直流系统可通过刀闸开关相连。控制负荷专用蓄电池组不设端电池,其他蓄电池组根据用电设备要求,决定是否设端电池。当设端电池时,需设有防止端电池硫化的措施。

直流母线接线采用单母线或单母线分段。采用单母线分段时,每组蓄电池和相应的充电设备接在不同母线段上。公用的充电设备经切换开关分别向每组电池充电。为防止两组蓄电池并联运行,分段开关与蓄电池输出开关之间应设有闭锁。

直流设备布置 火电厂主控制楼和网络控制楼的蓄电池布置在底层。单元控制楼的蓄电池布置在控制楼底层或主厂房底层靠近用电设备的专用房间内。通常一个房间只布置一组蓄电池。如果一台机组设两组不同电压的蓄电池组时,允许将它们布置在一个房间内。防酸防爆式铅酸蓄电池室要求防酸、防爆,有较好的通风和采暖设施。毗邻蓄电池室设置通风室和调酸室。阀控密封式铅酸蓄电池室可放在一般通风和采暖设施的房间内。

小容量阀控密封式铅酸蓄电池组和镍镉电池组可装在成套的专用柜内,紧靠直流屏布置。镍镉电池也可布置在无特殊要求的蓄电池室内。

直流屏通常布置在控制室内便于操作的位置,可布置在主环正面两侧或在控制屏后一排的位置,也可布置在靠近控制室的直流屏室内。

chenfufan shao

悬浮燃烧 (suspension combustion) 燃料以粉状、雾状或气态随同空气经燃烧器喷入锅炉炉膛,在悬浮状态下进行燃烧的方式。这一燃烧方式通用干气、液、固体燃料,通称火室燃烧。大中型燃煤锅炉大多采用这种燃烧方式。悬浮燃烧可用于燃烧各类煤种,燃烧比较完全,锅炉效率高,特别是大容量燃煤锅炉更显示出其独特的优点和生命力,但煤由煤粉制备系统制备成煤粉,制粉设备的金属消耗和耗电量都比较大,锅炉排出烟气中飞灰量也大。

燃烧过程 燃烧是一个复杂的物理化学过程。煤粉空气混合物喷入炉膛时,卷吸炉膛内的高温烟气产生对流换热,同时与炉内高温火焰进行辐射换热,煤粉

气流温度迅速提高而发生着火燃烧。传统理论认为在着火区域内首先是挥发物进行燃烧。当焦炭被加热到高温便转向焦炭的燃烧。在一般情况下,燃烧速度取决于化学反应速度和空气向焦炭输送氧的扩散速度。如果空气与燃料充分混合,且温度较低($<1200^{\circ}\text{C}$),这时整个燃烧速度取决于化学反应速度,这种燃烧过程称为动力燃烧。如果温度很高($>1800^{\circ}\text{C}$),燃烧的主要矛盾在于空气不能迅速地扩散到焦炭表面,则整个燃烧速度取决于空气扩散速度,这种燃烧过程称为扩散燃烧。温度在 $1200\sim 1800^{\circ}\text{C}$ 称为过渡燃烧区,此时,扩散条件和反应温度同时影响燃烧速度。煤粉炉中的燃烧过程,都是在过渡燃烧区域中进行的,煤粉愈细,燃烧过程开始转入扩散燃烧区域就愈迟。

现代煤粉炉,煤粉颗粒很小,大部分为 $30\sim 200\mu\text{m}$,炉膛温度又很高,因此煤粉在炉膛中的加热速度可以达到 $(0.5\sim 1.0)\times 10^4^{\circ}\text{C/s}$,只需 $0.01\sim 0.1\text{s}$ 的时间就能迅速达到 $900\sim 1000^{\circ}\text{C}$ 。在这样快速加热的条件下,其燃烧过程就与煤粒燃烧不同。在煤粒慢速加热燃烧时,挥发分首先析出并着火燃烧,然后是焦炭的着火燃烧。而在煤粉炉内,细小的煤粉快速加热时,挥发分析出、着火和碳的着火燃烧几乎是同时的,即发生所谓的多相着火燃烧。甚至是极细的煤粉粒首先着火燃烧,然后才是挥发分的热分解和着火燃烧。在煤粉的燃烧过程中,挥发分的析出过程几乎延续到煤粉燃烧的全过程。

着火与燃尽 着火的稳定性是指煤粉气流有稳定的着火面,不会熄灭。对着火困难的煤,可采取以下措施:①热风送粉;②燃烧区域采用较高的截面热负荷,或在燃烧器区域水冷壁上局部敷上耐火材料,形成卫燃带,减少水冷壁管吸热;③设法增强煤粉气流和高温烟气之间的对流热交换;④适当提高一次风中煤粉浓度;⑤采用较低的一次风速;⑥提高煤粉细度。

悬浮燃烧的另一关键问题是尽可能地使煤粒燃烧完全,即燃尽,这样可使固体不完全燃烧损失降低,锅炉效率提高。为了获得较高的燃尽程度,设计中应选用恰当的炉膛容积热负荷和炉膛截面热负荷(见炉膛热力特性),采用合适的炉膛尺寸,保证足够的火焰行程和煤粒在炉膛内的停留时间(见锅炉炉膛),并合理布置二次风等。运行中应正确进行锅炉燃烧调整,维持适当的过量空气系数,恰当的煤粉细度,调整好各二次风喷口间的风量分配及二次风速,使与一次风能很好混合等。

结渣与低温燃烧 悬浮燃烧时,灰分以固态从炉底排出时称固态排渣;灰分以熔融状态从炉底排出时称液态排渣。前者在燃用某些煤时易在管壁上结渣,即在燃烧过程中灰渣被熔化后紧密黏附在管壁上的现

象。结渣一旦发生,往往有越结越多、不断蔓延的趋势,结渣将严重影响受热面吸热、甚至破坏燃烧过程的组织,最终导致被迫停炉。结渣的内因是煤的灰分特性(见煤质分析),外因中最主要的是炉内空气动力场组织不好,此外燃烧器布置不合理,配风不当,炉膛热力学参数选得过高,都会引起结渣。液态排渣时,在燃烧区域维持较高温度,使灰熔融成液态从炉底排出,这样既可解决着火困难,又可解决结渣的问题,但由于炉温高,难以抑制 NO_x 生成,因而影响了它的发展(见液态排渣炉膛)。

低温燃烧是在研究褐煤燃烧时发展起来的一种技术。它是在燃烧过程中通过一、二次风口或其他喷口掺入一定量的惰性气体,使燃烧发展缓慢,再加上限制燃烧区域壁面热负荷和炉膛截面热负荷,形成低温燃烧条件,以防止结渣。低温燃烧应延长煤粉在炉内停留的时间,保证煤粉燃烧完全。

低 NO_x 燃烧 在传统的悬浮燃烧中,一次风煤粉气流和二次风气流在炉膛进行强烈的扩散和混合,燃烧过程中 NO_x 生成率比较高。为控制 NO_x 生成量,在配风方式上使煤粉气流与二次风气流的混合在两个或三个区域内进行。在一次燃烧区内煤粉是在缺氧工况下着火燃烧,一次燃烧区未燃尽的煤粉颗粒与其余的燃烧空气(分级二次风)在以后燃烧区混合并燃尽。这种燃烧方式可有效控制 NO_x 生成量(见低 NO_x 煤粉燃烧技术),有时可能会牺牲一点经济性。

炉膛与燃烧器布置 炉膛的型式主要取决于煤种、燃烧器的型式及其布置。布置旋流式煤粉燃烧器的炉膛型式见图1。通常作前墙、两侧墙或前后墙对冲(交错)布置。容量一定的锅炉,对旋流燃烧器的布置应从炉膛截面形状和尺寸、炉膛高度以及便于对流受热面的布置作综合考虑。旋流燃烧器之间、旋流燃烧器与炉墙之间及其与冷灰斗上缘之间应保持适当距离,相邻两旋流燃烧器的气流旋转方向一般是相反的。直

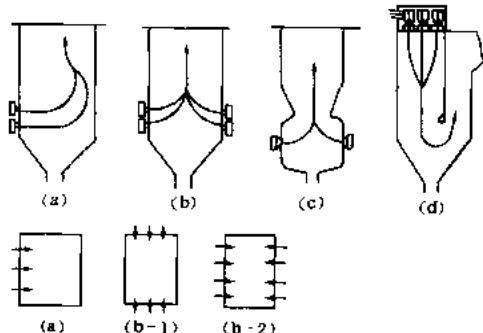


图1 布置旋流燃烧器的煤粉炉炉膛型式
(a)前墙布置;(b)对冲布置;(b-1)两侧墙对冲布置;(b-2)前后墙对冲布置;(c)半开式炉膛对冲布置;(d)炉顶布置

流燃烧器常用的布置方式为角式切向布置、立式旋风炉中的切向(割向)布置以及炉顶式布置等(见图2)。为了燃烧低挥发分贫煤和无烟煤,发展了U形和W形火焰燃烧炉膛,大都采用直流燃烧器拱顶布置,也有采用旋流燃烧器的。(见W形火焰炉膛)

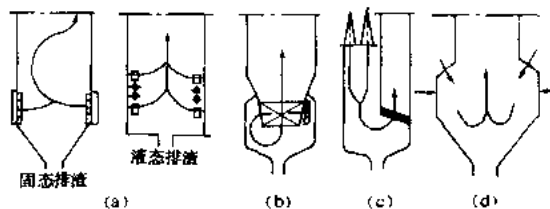


图2 布置直流燃烧器的煤粉炉炉膛型式
(a)四角布置切向燃烧;(b)立式旋风炉切向燃烧;
(c)炉顶布置U形火焰燃烧;(d)W形火焰燃烧

xuānfēng chúchénqì

旋风除尘器 (cyclone dust collector) 使气流在圆筒体内旋转运动,借作用于尘粒上的离心力,把粉尘从气流中分离出来的装置,又称旋风子。它是一种结构简单,无转动部件,造价低,制作、安装、运行、维护方便的机械类除尘器。早在1885年就已开始使用,至今已发展成多种型式。

构造和工作原理 按气流导入方式,分为切向进气和轴向进气两大类。图1是切向进气式旋风除尘器构造示意图。它由切向进气管,圆筒,锥体,排气管等部件组成。图2是轴向进气式旋风除尘器的构造图。它的不同点是用导流叶片代替切向进气管。切向进气旋风子直径可达3m,而轴向进气的一般在100~300mm。

旋风除尘器的工作原理是:气流进入(一般以大于15m/s的烟速)筒体后,利用气流的惯量,使气流向筒

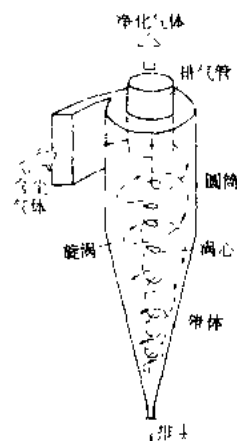


图1 切向进气旋风除尘器示意图

体壁面作旋转和下降运动,当旋转气流到达旋风子自然长度(即气流在旋风子内完成涡旋运动所需的长度)时,整个气流在保持原来旋转方向不变情况下,转而向上流动,从而在筒体内形成一个外旋涡和内涡芯。在旋转运动中,尘粒受到两个力的作用,一是外向的离心力,一是内向的吸引力(由于旋涡与涡芯压差导致)。离心力大于吸引力的尘粒被甩到筒壁而失去动能,并在重力的作用下

掉入集灰器。离心力小于吸力的尘粒则进入涡芯随气流排出。

性能和应用 旋风除尘器的运行性能（主要是除尘效率、阻力损失）不但与旋风子的大小和各部件之间的尺寸比例等结构特性有关，而且与烟气温度、粉尘粒度分布、粉尘比重、入口烟速等运行条件有关。它对 $20\ \mu\text{m}$ 以上的尘粒有很高的除尘效率，而对 $10\ \mu\text{m}$ 以下的尘粒的除尘效率显著下降。在一定的流速范围内，一般是入口烟速越高，除尘效率和压降越大。从环境效益和经济效益两方面综合考虑，火电厂中、小型层燃炉上使用的旋风除尘器的效率约 85% 左右，压降约 400~1300 Pa。

旋风除尘器还具有便于灵活应用，以适应各种现实条件的特点。如：①可以选用不同的材料和加工工艺，以达到抗磨损、抗腐蚀、耐高温、耐高压或便于清扫等不同目的和要求。②用多个尺寸相同的旋风子并联运行，以满足大烟气量的要求。③用多个直径逐级递减的旋风子串联运行，以适应粉尘浓度较高粒度分布较宽的场合。④可作为烟气的前处理装置，以简化二级除尘系统并提高其可靠性。⑤可用于高温高压的烟气除尘，如燃气轮机燃气的净化。因此，它被应用于许多工业生产领域。在火电厂中，由于它的除尘效率较低、压力损失大，除在小型层燃锅炉上用得较多外，在大型煤粉锅炉上很少采用。但是，在大型煤粉锅炉的中间仓储式制粉系统和气力除灰系统中是一种常用的设备。

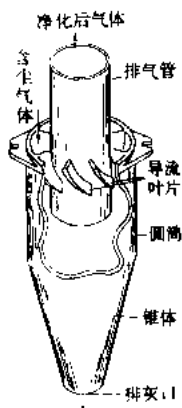


图2 轴向进气
旋风除尘器
示意图

· xuanfeng ranshao

旋风燃烧 (cyclone combustion) 粒状或

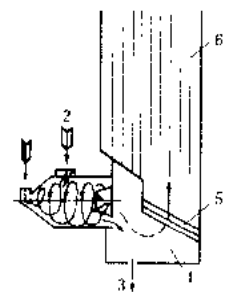


图1 卧式旋风炉

1—一次风；2—二次风；
3—排渣口；4—排渣管；
5—排渣管；6—冷却室

粉状燃料由高速气流带动在圆筒形燃烧室内作旋涡运动并燃烧的方式。采用旋风燃烧的单只燃烧室俗称旋风筒。由一个或数个前置的旋风筒与装在其后的冷却室结合构成旋风炉膛，或简称旋风炉。因旋风筒结构和布置的不同，旋风炉有卧式和立式两种类型。

卧式旋风炉 (图1)

采用水平或倾斜放置的水冷旋风筒，内壁焊以销钉并覆盖耐火炉衬。粒状燃料（煤屑）和一次风由旋风筒端部的燃烧器送入（或者以粗煤粉为燃料，一次风切向喷入炉膛），大部分燃烧空气作为二次风以 $100\ \text{m/s}$ 以上的高速切向送入，在筒内形成强烈的旋涡运动和复杂的轴向流动，燃烧过程炽烈，炉温高达 1700°C 以上。大部分灰分熔融以液态渣的形式从排渣孔排出，炉壁上也形成一层熔渣膜。一部分燃料在旋风筒空间燃烧，较大的燃料颗粒则被甩向炉壁，黏附在熔渣膜上受高速气流的冲刷而燃烧，燃烧迅速而完全。气态燃烧产物通过喉口排向炉膛的冷却室。卧式旋风筒体积小，燃烧热强度高，捕渣率可高达 85%，飞灰量少且液态渣易于综合利用；烧煤屑时燃料制备系统简单省电；可以燃用烟煤和褐煤，以及油和气体燃料，不过要求煤的灰渣特性应适于液态排渣。卧式旋风炉的主要缺点是送风电耗高、 NO_x 排放量大和负荷适应范围窄等。该炉型多用于各种容量的发电锅炉，以美国、联邦德国应用较多。视锅炉容量的不同，可采用一个或多个旋风筒，单面墙布置或对冲布置。现锅炉容量最大的为 3630 t/h。

立式旋风炉 (图2) 采用竖直放置的细长旋风筒（前置炉），炉内壁为水冷并覆盖耐火炉衬。燃料为煤粉，由顶部的燃烧器送入，二次风切向进入，但其速度和炉内旋转的激烈程度以及燃烧的炽烈性都较卧式旋风炉为低，不过仍然保持旋风燃烧的基本特点。中国较多应用立式旋风炉，除发电外，还用于城市供热以减少灰场占地；煤中加添加物后，其渣粒可用于生产建筑材料或肥料，以及用于化工废渣解毒等。

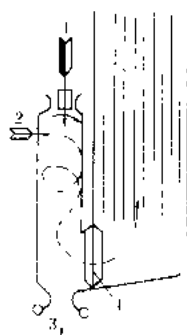


图2 前置式立式旋风炉

1—一次风；2—二次风；
3—排渣口；4—排渣管；
5—排渣管；6—冷却室

旋风炉运行 为保证旋风炉正常运行应注意以下问题：①新设计的旋风炉一定要作煤的适应性评价，其原则是煤燃烧后在炉内建立的温度条件应满足正常流渣的需要。流渣特性差时要求煤的质量更好，理论燃烧温度更高。当采用添加物改善流渣特性时，也要进行混料的流渣特性评价。运行中尽可能保持煤种稳定，严格管理配料。②旋风炉壁的膨胀处理、密封、支承、冷却等结构问题直接关系到运行可靠性，应认真对待和处理。③保证辅机运行正常。④采取有效措施，防止冷却室及其后的对流受热面严重积灰。

x. chulashu meifen ranshaaoqi

旋流式煤粉燃烧器 (whirl pulverized-coal burner)

以空气为主导的旋转气流,组织炉内高温烟气反向流动和气流强烈混合,导致煤粉着火、稳燃并完全燃烧的装置。它由中心管(管内放置点火油枪)、一次风喷口、二次风喷口(或称调风器)组成。基本特点是空气与煤粉的混合物(又称一次风)由中心部位的环形一次风呈直流或旋流喷出。来自送风机的二次风经过旋流器产生旋转,包围一次风并喷入炉膛,逐渐与一次风混合并呈伞状扩散。旋转气流的携带作用和中心负压区造成的高温烟气回流,加热一次风使煤粉着火和强烈燃烧(见图1)。

决定旋流式燃烧器性能最主要因素是旋流强度。旋流强度以 n 来表示: $n = M/KL$,式中 M 为旋转动量矩; K 为轴向动量; L 为燃烧器喷口特征尺寸。旋流强度大、气流旋转强,由喷口射出的旋转射流的扩张角大并形成射流中心的烟气回流区,同时也增大了射流的紊流度。适当的旋流强度对煤粉气流的着火和燃烧至关重要,尤其是旋转气流的扩张度、形成的回流区大小和回流的强弱、气流的混合状况等等。确定旋流强度主要是根据煤的特性,它随着煤的可燃性增加而减弱。

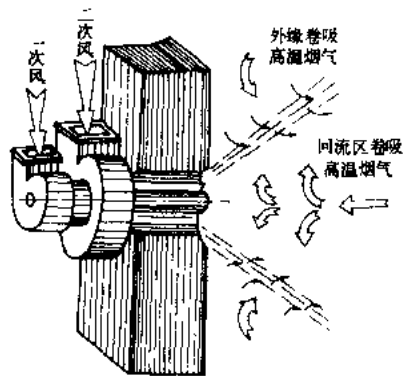


图1 旋流燃烧器燃烧过程示意图

旋流式燃烧器一般布置在锅炉炉膛的前墙或两侧墙,或前后墙对冲布置,也有布置于炉顶的。

蜗壳式煤粉燃烧器(图1) 旋转气流的产生是靠近螺旋线壳体的导流,一、二次风均进入蜗壳的称为双蜗壳燃烧器。二次风进入蜗壳,一次风不旋转而在出口处用扩锥使一次风扩张的燃烧器称为单蜗壳燃烧器。蜗壳式燃烧器结构简单,适宜于燃烧烟煤、褐煤,也可用于燃烧贫煤。蜗壳式燃烧器负荷调节性能差,蜗壳的阻力也较大,且出口气流中煤粉分布不均匀,影响

到燃烧效果。由于这些缺点,这种燃烧器已很少采用。

轴向叶片式燃烧器(图2) 利用二次风经轴向叶片产生的旋转气流与轴向直接送入的一次风汇合,使煤粉完全燃烧。一次风一般为直流送入炉内,也可以在入口处加装挡板使一次风旋转。二次风的旋流强度可

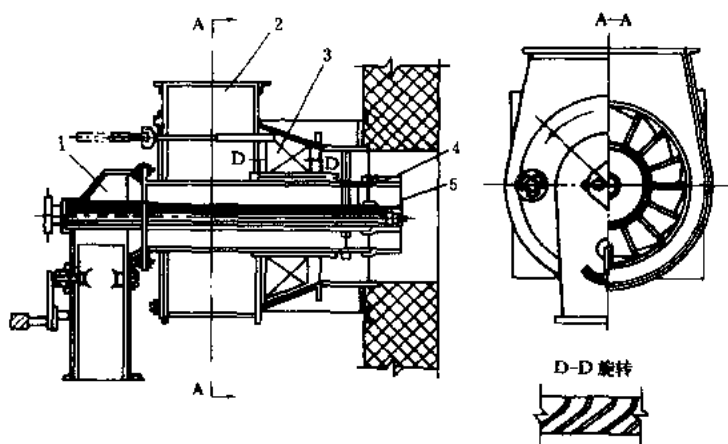


图2 轴向叶片式燃烧器

1—一次风壳; 2—二次风壳; 3—叶轮; 4—一次风管套筒;
5—中心管套筒

以调节。这种燃烧器因其旋流强度较小,仅适用于燃烧可燃性好的烟煤和褐煤。

切向叶片式燃烧器(图3) 利用二次风经由切向叶片产生旋转射流,改变切向可动叶片角度可以调节旋流强度。一次风经由多层扩流锥(稳焰罩)扩散后有利稳定火焰。切向叶片式燃烧器适用于燃烧烟煤、褐煤。

双调风燃烧器(DRB) 见低 NO_x 煤粉燃烧器。

其他旋流煤粉燃烧器 为了改善锅炉低负荷特性,加强燃烧器着火功能。带一次风交换(PAX)的双调风燃烧器已在大型燃用低挥发分煤的锅炉上应用。同时,也有采用不同结构设计形成一次风浓淡偏差燃烧的旋流燃烧器在试用中。

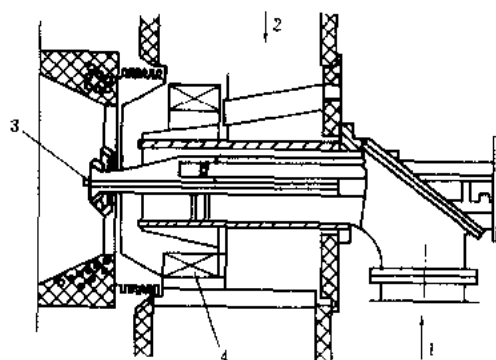


图3 切向可动叶片式燃烧器
1—一次风; 2—二次风; 3—点火器;
4—切向可动叶片

luàn huàn dòng shì

旋转磁动势 (rotating magnetomotive force)

在空间绕着某一轴线旋转的磁动势。产生旋转磁动势的方法可以是机械的或是电磁的。透平发电机转子旋转时, 转子励磁电流产生接近正弦分布的磁动势随之而转, 形成旋转磁动势; 而定子三相电枢绕组中有对称的正弦交变电流通过时, 各相绕组产生的磁动势轮流地达到最大值, 三相合成磁动势也是一个旋转磁动势, 其幅值为

$$F = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \times \frac{wkI}{p} \text{ A}$$

式中 w 为每相绕组的串联匝数; k 为绕组系数; p 为绕组的极对数; I 为每相电流的有效值, A。

当同步发电机正常对称运行时, 电枢绕组产生的旋转磁动势和转子磁极旋转磁动势以同一转速同向旋转, 两者相对静止, 形成平稳的电磁转矩, 转矩的大小和定、转子旋转磁动势的大小及两者的相对位置有关。不对称运行时, 发电机电枢电流三相不对称, 除有与对称运行时相序为 $A \rightarrow B \rightarrow C$ 相同的正序分量外, 还有相序为 $A \rightarrow C \rightarrow B$ 的负序分量存在, 该负序分量电流会产生一个和转子转向相反的旋转磁动势, 它和转子励磁磁场作用, 将产生一个以两倍工频正负交变的转矩分量, 总的电磁转矩将发生脉动而不平稳。此外, 负序磁场还会在励磁绕组及转子铁芯等部件中产生感应电流、造成附加的损耗和发热。

xún huán huī fēn lǐ qì

循环灰分离器 (separators for circulating ash)

循环流化床锅炉的关键部件之一, 其主要作用是将高温灰颗粒从烟气流中分离出来, 以便送回燃烧室, 实现高温物料在炉内的循环; 保证燃料和脱硫剂多次循环是达到理想的燃烧效率和脱硫效率的必要条件。其次, 可以降低尾部受热面磨损。

循环灰分离器的种类很多, 新的形式还在不断出现, 但总体上可分为高温旋风分离器和惯性分离器两大类。

高温旋风分离器 广泛应用于大型循环流化床锅炉上, 结构简单, 分离效率高, 对于 $30 \mu\text{m} \sim 50 \mu\text{m}$ 的粒径的细颗粒分离效率可达 99% 以上。其工作原理就是利用旋转的含灰气流所产生的离心力将灰颗粒从气流中分离出来。根据壳体结构材料不同, 高温

旋风分离器又可分为隔热式和汽冷式两种形式。①隔热式高温旋风分离器内部设有防磨层和绝热层, 厚度为 300 mm 左右, 外壳用钢板制作。根据统计, 已投运和正在建造的 34 台容量在 100 MW 以上的循环流化床锅炉中,

共有 30 台采用隔热式高温旋风分离器。国内制造的多数 35~220 t/h CFB 锅炉也采用了隔热式高温旋风分离器。应用实绩表明, 这种分离器运行情况良好, 但体积较大; 因防磨及绝热层较厚, 使机组启动时间较长。②汽冷式旋风分离器由美国福斯特·惠勒(FW)公司提出并申请了专利, 如图 1 所示。分离器壳体由汽冷膜式壁构成, 作为锅炉蒸汽回路的一部分。分离器内壁只敷设一层厚度约 50 mm、用高密度销钉固定的耐火防磨材料衬里, 这样可节省隔热材料和缩短启动时间。但这种分离器制造相对复杂, 造价较高。近年来发展的水冷方形旋风分离器, 则将圆形分离器改为方形, 四面由平面水冷壁组成的分离器, 简化了分离器的制造和安装工艺。

惯性分离器 工作原理是借助气流急速转向, 或冲击在分离元件上再急速转向, 使携带颗粒由于惯性效应而改变其运行轨迹, 与气流轨迹脱离。惯性分离器比旋风分离器结构简单, 易与锅炉整体设计相匹配, 可缩短启动时间, 增加负荷变化速率。但这种分离器分离效率远低于旋风分离器; 一般仅依赖这种分离器不能满足循环流化床锅炉对物料分离的要求, 还需要辅

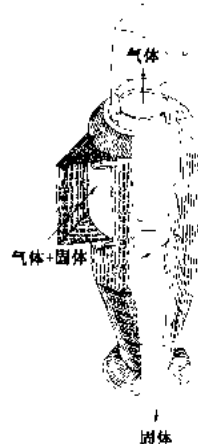


图1 汽冷式旋风分离器

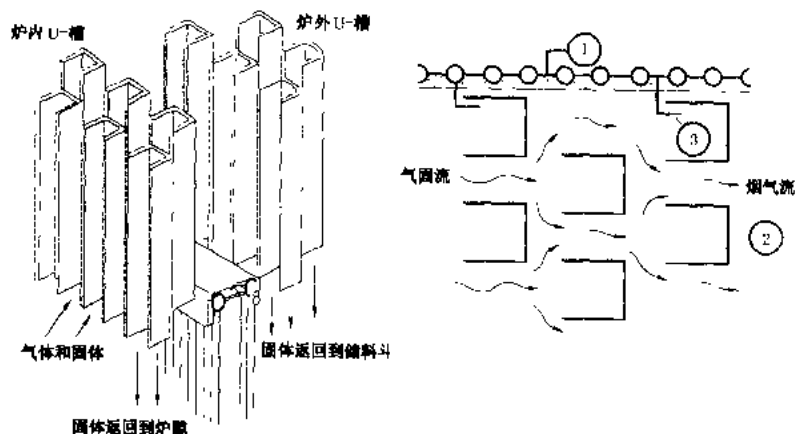


图2 U型槽分离器

1—膜式水冷壁; 2—U型槽; 3—密封隔板

其它分离手段。例如在其后设中温($\sim 400^{\circ}\text{C}$)旋风分离器或多管旋风分离器。惯性分离器目前主要应用于30 MW等级以下的循环流化床锅炉,主要型式有百叶窗分离器、U型槽分离器和平面流分离器等。具有代表性的是瑞典 Studsvik Energi Teknik AB 公司提出的U型槽分离器,其结构如图2,分两级布置,炉内U型槽分离器布置在炉膛内部,分离效率75%,构成物料的内部循环,外置U型槽分离器布置在炉膛出口,其分离效率约90%,分离下来的物料由安装在U型槽底部的输送机直接送入炉内。已有数台采用这种类型分离器的锅炉在运行。

xunhuan lengque shui xi tong

循环冷却水系统 (recirculating cooling water system)

汽轮机凝汽器使用后的冷却水经冷却设施冷却降低温度后又输入凝汽器再循环使用的循环供水设施。当水资源不足,或由于技术经济的原因不宜采用直流冷却水系统时,采用循环冷却水系统。

冷却设施选择 常用的冷却设施有冷却塔、喷水池及喷射冷却装置、冷却池三种。冷却塔有自然通风和机械通风之分。自然通风冷却塔具有散热能力大,运行费用低,占地面积较小,容易布置等优点,虽然造价较高,但仍为水源不足的电厂所广泛采用。机械通风冷却塔占地面积最小,通风能力强,水温低,特别适合于高温高湿和场地狭窄的电厂使用,但风机电能消耗和维修工作量较大。喷水池和喷射冷却装置都是利用将温水喷射于大气中释放热量以达到降温的效果。喷水池占地面积和水量损失均较大,飘滴对环境影响亦较严重,散热能力较差,但具有造价低,施工方便等优点,早期在小容量电厂中常采用。喷射冷却装置在美国发展较快,中国也已开始研试,该装置飘浮布列在电厂排水水面上,就地吸取表层热水喷出,比喷水池喷出更粗的水滴,把热量释放于大气,风吹损失较少、能灵活地分单元运行,但要有一定的水面和水泵动力消耗,可作为单独的冷却设施或提高水面冷却能力的辅助措施。冷却池具有冷却水温低及水温昼夜或季节变化小的优点,但占地面积最大,所以一般以利用天然的或略加改造的水面建成为宜。冷却设施的选型应根据电厂负荷和运行方式对冷却水量、水温和对供水系统运行方式的要求,并结合当地的水文、气象、地形、地质、水文地质等自然特征,以及设备、材料、补给水的供应、场地布置和施工条件等因素,通过技术经济比较来选择。

布置原则 带冷却池的供水系统的流程布置,可以把冷却池视为水源,其它方面与直流冷却水系统相

似。

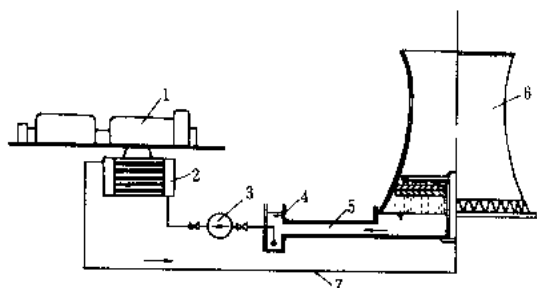
冷却塔或喷水池布置时应尽量缩短供水管线,满足良好的通风条件,避免湿热空气的回流,消除飘滴对配电装置和道路交通的影响,避开煤尘等的污染,注意不妨碍电厂的扩建。

对大容量机组采用一机配一塔的单元制系统,当厂区场地允许时,冷却塔可集中布置在厂区固定端或扩建端,也可布置在汽机房A排柱外侧。布置时应力求循环水管、沟长度最短,冷却水系统水阻较小。

当冷却塔或喷水池的正常水位与汽机房地面接近时,循环水泵可布置在汽机房或与其毗邻的泵房内,冷却水从冷却设施通过自流沟引至汽机房附近的吸水井、凝汽器使用后的热水则利用压力管道送至冷却设施。当冷却设施正常水位低于汽机房地面,或在汽机房及其毗邻泵房中布置设备有困难时,循环水泵可装设在冷却设施附近的泵房内,从泵房至凝汽器再至冷却设施的连接均为压力管道,仅冷却设施至泵房很短一段为自流沟渠。

冷却水的损失和补充 冷却水在冷却设施中有一定的损失,需要连续或定期进行补充。冷却水的损失包括:蒸发损失、风吹损失、排污损失和渗漏损失等。补给水量与冷却设施的型式、补给水水质以及处理方式有关,一般约占冷却水总量的2%~3%。为减少损失,电厂常采取各种措施,如在冷却塔淋水装置上部装设除水器,采用较高的设计浓缩倍率,采用各种节水工艺流程等。

冷却水在循环过程中由于含盐量的浓缩,吸收空气中的污染物和有害气体,使系统中产生结垢、腐蚀、黏泥和菌藻,并使热交换和冷却效果降低,因此冷却水除需要进行定期或连续排污,维持合理的含盐浓度;还要结合补充水的水质进行阻垢、缓蚀的处理。处理的方法主要有补给水处理和旁流处理两种,可根据原水水质、凝汽器铜管材料、冷却塔填料材质和型式以及浓缩倍率等因素来确定。为了防止菌藻等水生生物的生长,还



循环冷却水系统示意图

1—汽轮发电机组; 2—凝汽器; 3—循环水泵; 4—吸水井; 5—自流沟; 6—冷却塔; 7—压力循环水管

要进行加氯处理(见冷却水处理)。

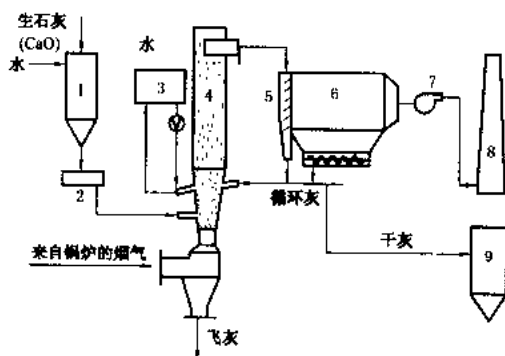
集中取水或中继升压的补给水泵台数不宜少于3台,其中1台备用。补给水管的根数应根据电厂的规划容量和水源情况确定,一般宜采用2条总管,并根据工程具体情况分期建设。采用悬浮物较多的地表水时,应结合其他用水进行净化处理,并考虑设置净化站,以及在高浊度水、沙峰期净化站被迫停运或减少出力时的调蓄清水池。(见取水设施)

自然通风冷却塔的循环冷却水系统见图。

xunhuan liuhuachuang ta yangqi tuolu

循环流化床法烟气脱硫 (flue gas circulating fluid bed desulfurization) 在锅炉尾部烟道上利用添加吸收剂的循环流化床进行烟气脱硫的工艺。它与喷雾干燥法烟气脱硫原理相同,且同属吸收剂干法脱硫工艺。亦称气体悬浮吸收工艺。

工艺原理和流程 如图所示,工艺流程由吸收剂制备系统、循环流化床反应塔、飞灰与吸收剂再循环系统组成。来自锅炉的烟气通过反应塔下部文丘里布风装置进入循环流化床反应塔。在文丘里喉口部位渐扩段布置吸收剂喷嘴、烟气增湿水喷嘴和再循环灰喷嘴。吸收剂一般采用干态的消石灰粉 $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$ 或石灰浆液。根据反应塔进口烟气流量、烟气中原始 SO_2 浓度和脱硫效率所要求的钙硫摩尔比,向反应塔喷入一定量的消石灰粉。与喷雾干燥法一样,为达到最大的脱硫效率,反应塔中的最佳温度应尽可能接近露点,因此根据反应塔出口处的烟气温度,可用喷嘴向反应塔喷入增湿水,使烟温降到脱硫所需的最佳温度范围内。

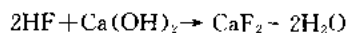
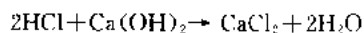
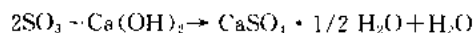
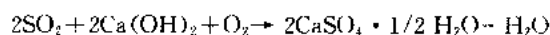
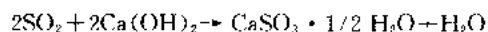


循环流化床烟气脱硫工艺流程图

- 1-石灰消化装置;2-给粉机;3-储水箱;
4-循环流化床反应塔;5-机械预除尘器;
6-静电除尘器;7-引风机;8-烟囱;9-灰库

由于循环流化床具有极好的传热、传质及气固间和固体间的混合条件,因而 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 在稳定的温度、

湿度条件和悬浮流动状态下,除了能高效吸收 SO_2 和 SO_3 外,还能有效地除掉 HCl 和 HF 等有害气体,其化学反应式如下:



生成的干态 CaSO_4 和 CaSO_3 等反应产物及剩余吸收剂随烟气从反应塔上部的出口进入除尘器。经除尘后的净烟气通过引风机进入烟囱。根据反应塔底部和顶部的压差,把除尘器捕集下来的飞灰和脱硫反应产物的混合物一部分回送循环流化床反应塔的再循环灰入口,进入反应塔继续参与脱硫。通过固体物料的无数次循环,使脱硫剂在塔内的逗留时间达30 min以上,从而大大地提高了吸收剂利用率和反应塔的脱硫效率。经脱硫后的烟气在反应塔出口的固体物浓度高达 1000 g/m^3 (标),因此,进入除尘器前要设百页窗或旋风除尘器等预除尘。参见彩图插页第51页113图。

优缺点 循环流化床烟气脱硫的优点是系统简单、占地面积较小、单位造价较低;由于充分利用了循环流化床反应塔混合传质及反应时间较长的优点,在采用 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 干粉作脱硫剂和 $\text{Ca/S}=1.1\sim 1.3$ 时可以达到90%~97%的脱硫效率;不产生废水;处理后的烟气不需要再加热;系统和设备不存在防腐防垢问题;负荷从100%变化到30%,脱硫系统仍能很好地工作。缺点是要采用较高品位的石灰或消石灰作吸收剂;单个反应塔处理烟气量有限,一般最大为40万 m^3/h (标);反应塔出口粉尘浓度高,加重了除尘器负担;脱硫副产物是 CaSO_3 、 CaSO_4 和飞灰等混合物,综合利用较为困难。

发展历史 70年代初,德国 Lurgi 公司采用该技术对炼铝设备的尾气进行处理。80年代中期,该公司开发了适用于锅炉和其它燃烧设备的吸收剂烟气循环流化床脱硫工艺。德国 Wulff 公司在 Lurgi 技术的基础上也开发研制了一种叫做回流式吸收剂循环流化床的脱硫技术(reflux circulating fluid bed flue gas desulfurization),在工艺上做了较大的改进,使之更加适用于动力工业。这两家公司的技术在80年代末至90年代初期在欧洲已有近10台50~100 MW机组应用。丹麦 F. L. Smith 公司开发的气体悬浮吸收(gas suspension absorption, GSA)烟气脱硫技术在工作原理上与 Lurgi 工艺十分相似,已在一些垃圾焚烧设备和中小动力锅炉的烟气处理装置上得到了应用。美国 CCT 计划项目内也已于1995年完成了一项10 MW规模的 GSA 脱硫示范。

循环流化床锅炉

循环流化床锅炉 (circulating fluidized bed boiler CFBB)

采用循环流化床燃烧方式的锅炉(蒸汽发生器),按规定参数、品质生产蒸汽,用于火力发电、供热或其它用途,简称循环床锅炉,其系统流程如图1所示。

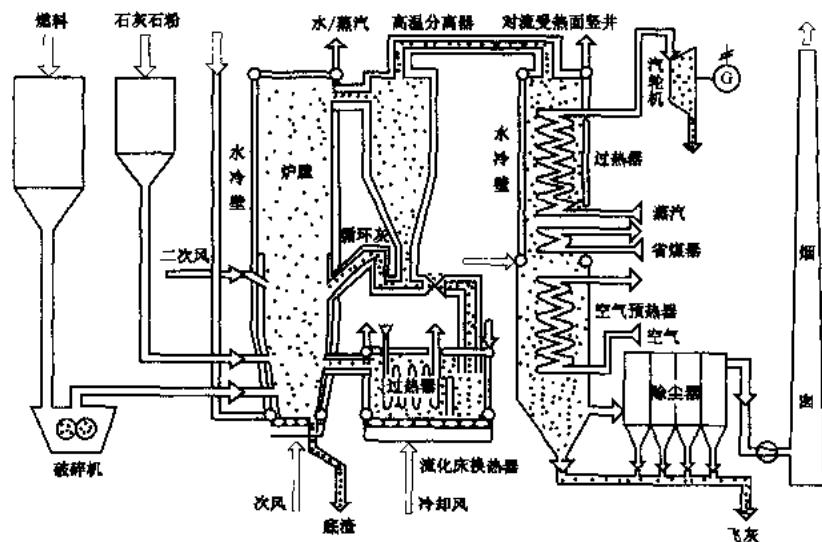


图1 循环流化床锅炉系统流程图 (Lurgi型)

循环流化床锅炉热效率与常规煤粉炉相当,同时由于采用低温分级燃烧和向炉膛内给入石灰石,可在燃烧过程中方便地脱除含硫燃料产生的 SO_2 ,并抑制 NO_x 生成量,使其具有高效低污染、燃料适应性广等突出特点。

基本设备 循环流化床锅炉包括本体设备和辅助系统两部分。

本体 循环流化床锅炉本体由炉膛及布风装置、循环灰分离器、回料阀、尾部受热面竖井烟道及可以加置的外置式循环灰换热器组成。其中炉膛由膜式水冷壁构成,底部为布风板。炉膛下部锥段(浓相区)用耐火防磨材料覆盖,并依燃烧工艺要求开设二次风口、循环灰回灰口(给煤及石灰石通常与循环灰一并入炉)、排底渣(粗灰)口以及点火启动油燃烧器等孔口。上部直段炉膛四壁为水冷壁受热面。炉膛出口与循环灰分离器入口相连,分离器出口则与布置有过热器、省煤器和空预器等对流受热面的尾部竖井连接。为平衡炉膛换热量,可在炉膛内或灰循环回路中另布置部分受热面。炉膛下部外置底渣冷却处理系统。为提高燃烧效率,有时采用飞灰再循环技术,将尾部除尘器收集的飞灰气力回送至炉膛底部复燃。炉膛出口处、分离器及回料系统内壁面也大都覆盖耐火防磨材料。锅炉本体多采用钢架悬吊和支承相结合的方式固定。

除因燃烧工艺要求,在部分受热面的布置上有所差异外,循环流化床锅炉汽水系统的工作原理及功能与常规煤粉炉相同。由于循环床锅炉自身蓄热量大,采用汽包炉更为安全和经济。

辅助系统 辅助系统的性能直接影响循环流化床锅炉的可靠性和经济性。主要辅助系统如下。

①**风烟系统** 锅炉采用平衡通风方式,特点是风机压头要求较高,一、二次风机的压头分别达18 kPa和12 kPa左右。②**煤制备系统** 比常规制粉系统简单,一般需采用两级锤击式破碎机和防沾堵能力强的筛子(如圆盘筛)。③**石灰石制备系统** 两级制备,第一级多为锤击式破碎机,第二级可用低速棒式磨或钢球磨。④**灰渣处理系统** 从各灰斗收集的飞灰可用浓相气力输送方式送至飞灰仓;底渣经冷渣器或水冷绞龙冷却后送到底渣仓。⑤**燃油点火启动系统** 常采用床下热烟发生炉和床上燃烧器联合加热的方式,加热床料至煤的着火温度,设计燃油

热功率相当于锅炉额定热功率的30%或略高些。⑥**热控系统** 比煤粉炉热控系统多了床温、床压、 SO_2 排放等回路控制系统。

技术流派 目前,世界上循环流化床锅炉的主要炉型为:德国Lurgi型、芬兰Pyroflow型、美国FW型、德国Circofluid型和内循环型,见图2。

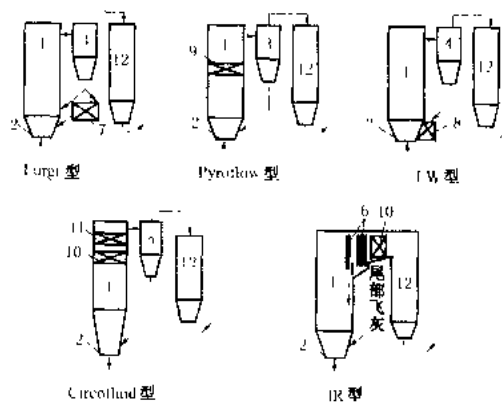


图2 循环床锅炉主要炉型

- 1—炉膛;2—布风装置;3—绝热式高温旋风分离器;
- 4—汽冷式高温旋风分离器;5—中温旋风分离器;
- 6—内分离器(U型或百叶窗);7—外置床换热器;
- 8—INTREX换热器;9—管屏过热器;10—过热器;
- 11—高温省煤器;12—尾部烟道

Lurgi 型 炉膛布置膜式水冷壁受热面, 采用工作温度与炉膛燃烧温度 ($\sim 870^{\circ}\text{C}$) 相近的高温型旋风分离器, 循环灰回路上布置炉外灰换热器 (EHE), 关键部件为控制 EHE 进灰量的锥型阀。目前, 此型锅炉的最大容量等级为 250 MW, 由法国 Stein 公司制造。美国 ABB-CE 公司也基于此技术, 完成了 330 MW 锅炉机组的设计。

Pyroflow 型 采用绝热高温型旋风分离器, 膜式壁炉膛内布置抗磨的 Ω 管屏或翼墙式受热面。回灰系统采用分叉式自平衡 U 型回料阀, 部分冷烟气再循环, 目前的最大容量等级为 230 MWe, 由美国 FW 公司及其分包商制造。

FW 型 采用汽冷高温型旋风分离器, 整体式 IN-TREX 换热器, 目前单炉的最大容量等级为 120 MWe, 由美国 FW 公司制造。

Circofluid 型 炉膛运行风速相对较低, 半塔式布置, 炉膛上部布置过热器和高温省煤器受热面, 炉膛出口温度约为 450°C , 因而采用体积较小, 耐温及防磨要求较低的中温型旋风分离器。该炉型目前单炉的最大容量等级为 80 MW, 由德国 Babcock 公司生产。

IR (内循环) 型 在炉膛出口处布置一级 U 型分离元件, 分离下来的细灰沿炉膛后墙向下流动, 形成内循环。这种型式的 CFB 锅炉结构简单, 外形与常规煤粉炉相似, 比较适合于现有煤粉炉改造, 国内外均有开发研制产品 (国内一级分离元件采用百叶窗等型式)。目前单炉最大容量等级为 50 MWe, 由美国 B&W 公司制造。通常这种炉型的一级分离效率低, 需要将尾部二级分离收集的飞灰回送入炉膛。

主要技术性能 依燃用煤种不同, 循环流化床锅炉燃烧效率约为 97%~99%, 锅炉热效率约为 90%~91%, 蒸汽参数已达亚临界, 投石灰石 Ca/S 摩尔比为 2.2 时的脱硫效率 $\geq 90\%$; 排烟中 NO_x 含量 $\leq 200 \text{ mg/m}^3$ (标态干烟气, $\text{O}_2 = 6\%$)。循环流化床锅炉具有优良的低负荷 (30% MCR) 运行能力, 适合电网负荷调峰。

发展情况 自 1979 年热功率为 15 MW 的首台商业化循环流化床锅炉在芬兰 Pihlaja 投运以来, 循环流化床锅炉得到较快发展。目前, 世界上已有约 30 台发电功率 $\geq 100 \text{ MW}$ 的循环流化床锅炉在商业运行。1995 年, 迄今容量最大的法国加尔达纳电厂 250 MW 循环流化床锅炉 (Lurgi 型) 投入运行。中国发电功率 $\geq 50 \text{ MW}$ 的循环流化床锅炉已有十多台, 其中容量最大的一台为四川内江高坝发电厂 100 MW 循环流化床锅炉 (Pyroflow 型), 从芬兰引进, 于 1996 年投产发电。

xunhuan liuhuashang guo lu chudihui xitong

循环流化床锅炉除底灰系统 (bottom ash handling system for CFB boiler)

循环流化床锅炉由于掺烧了石灰石, 增加了入炉的不可燃物质和通过燃烧脱硫反应后产生的相应的附属产物, 因此循环流化床锅炉的灰渣量有所增大。它主要由以下几部分组成: 燃煤自身带入的灰分、脱硫生成的硫酸盐 (CaSO_4)、石灰石带入的杂质、未反应的 CaO 及其杂质。一般采用石灰石脱硫的循环流化床锅炉的灰渣排放量比煤粉炉高出 50%~100%。

由于循环流化床锅炉炉膛的燃烧温度较低, 仅为 $850\sim 950^{\circ}\text{C}$ 左右, 煤灰在燃烧过程中不会熔化, 飞灰不呈球形, 炉膛中不形成渣, 而只有所谓的底灰。炉膛中燃烧过的炉渣 (即底灰) 从料床上沿的溢渣口或从炉膛底部的出渣口排出。

锅炉入炉煤粒径最大可达 8 mm 左右, 造成底灰粒径较粗, 最大为 8~10 mm。对于不同的炉型, 底灰量差异较大, 可占总灰量的 20%~50%, 最大为 70%。另外, 底灰中含碳量低, 其外形呈砂块状或粒状, 密度较大, 会对除底灰设备造成较严重的磨损。

循环流化床锅炉炉膛底灰温度达 850°C 左右, 如果直接排出会对运行人员和周围环境带来危害和影响, 也给下一级的底灰输送系统设计造成困难, 需采用冷灰器将底灰冷却至 $150\sim 250^{\circ}\text{C}$ 之后, 再排入下级输送设备, 因此, 冷灰器是底灰处理系统的关键设备。目前, 国内外循环流化床锅炉采用的冷灰装置有多室选择性冷灰器、风水联合式冷灰器、单室冷灰器、水冷螺旋冷灰器等几种型式。

从冷灰器冷却后排出的底灰可采用气力输送方式或机械输送方式排出, 装车外运。

xunhuan liuhuashang guo lu yunxing

循环流化床锅炉运行 (operation of CFB boiler)

循环流化床锅炉与常规煤粉锅炉在运行上的主要不同之处在于燃烧系统, 其汽水系统的运行操作与煤粉炉的要求基本相同。

运行准备 从结构和燃烧空气动力特点出发循环流化床锅炉投入运行前应满足一定条件。

冷态试验 由于燃烧方式的特殊性, 在完成循环流化床锅炉安装或大修后, 需进行系统的冷态试验, 查明锅炉本体设备和各辅助设备的实际状况是否能满足热态运行要求, 尤其应核实锅炉各风机出力 (流量、提升压头) 和风烟系统各部阻力; 标定和校验给煤机、点火油枪特性及锅炉热工测量装置等; 检查锅炉冷态载料时的流化、物料循环等特性, 为热态流化燃烧运行做好准备。

耐火防磨材料养护 作为循环流化床锅炉最主要的结构特点之一,在炉膛下部锥段、炉膛烟气出口处和循环灰分离、回送回路中均砌筑大量耐火防磨材料。在新投运锅炉首次点火投煤前或每次对耐火层进行较大范围修补后,都必须按照耐火材料供货商提供的养护工艺曲线进行严格的加热养护,以保证耐火防磨材料达到正常的设计使用寿命。为精确控制养护过程中的温度变化率,一般宜采用燃油加热方式养护。

冷态点火起动 循环流化床锅炉冷态点火起动以流态区分,主要有鼓泡流化点火和循环流化点火;以加热方式划分,则有床(面)上加热、床下加热和床上、床上联合加热的点火方式。

早期小容量循环流化床锅炉采用鼓泡流化、床上加热的方式从冷态点火起动,由布置在流化床面以上的油燃烧器火焰加热床料。在低速流化点火过程中,从分离器分离下来的细小颗粒不断地蓄积在循环灰回路中。当燃煤正常着火,下部床温不断升高而需要调节时,开启回料阀,向炉内投循环灰,随负荷相应提高流化运行风速,逐步从鼓泡床方式过渡到循环床方式运行。这种起动方式对点火加热设备的要求比较简单,但存在点火燃油热量利用率低、操作经验水平要求高、床温不易有效控制等缺点,尤其在给煤初着火瞬间的温升速率极高,若操作不当,容易发生床体超温结渣事故。同时,过高的温升速率也会缩短炉内耐火防磨材料的使用寿命。

大容量循环流化床锅炉多采用循环流化,床上加热、床下加热或联合加热的方式点火,一般仍由手动操作起动。起动前的检查、锅炉上水等操作基本和常规煤粉锅炉相同。

在风机正常起动后,手调引风机挡板,使炉膛出口压力一般稳定在 -50 Pa ,布风板最小通风量为锅炉MCR时风量的 $20\%\sim 40\%$,并向炉膛给人粒径小于 1 mm 的河沙或稍粗的炉渣,加至床压显示为 3 kPa 左右,使床内物料循环流化运行,注意就地检查调整循环回料阀风量。

在每次油燃烧点火前,都必须对锅炉通风吹扫。例如:吹扫风量之和必须大于MCR时 50% 的风量,吹扫时间应长于 5 min 。此后可依次点燃床下风道燃烧器(热烟炉)和起动燃烧器,床内温度升高至约 $500\sim 600\text{ }^{\circ}\text{C}$ (依燃用煤种而异)时,便可开始逐步投煤运行。为了均匀加热和使入炉煤尽快着火燃烧,同时避免床内积聚过多的固粒可燃物而引起爆燃或结渣,投煤采用间歇或脉冲加入的方式。开始给煤率约为MCR时的 $10\%\sim 20\%$,最多运行 90 s ,然后停给煤机 90 s 。在停给煤机时应仔细观察床温和炉膛出口烟气氧量,核查床温至少应增加约 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$,过剩氧量应降低几个百分

点。如确定床温上升,氧量下降,则再次起动给煤机,重复上述过程。在第三次起动给煤机 90 s ,并经 90 s 的停煤观察(实际运行中可根据具体情况,对启停给煤机的时间及给煤速率作适当调整),确认入炉煤已燃烧时,就可逐步加大给煤量,同时相应地逐步减少燃油量和调整运行风量。当床温为 $750\sim 800\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,开始逐个停运油燃烧器,逐步过渡到全燃煤稳定运行。按锅炉起动曲线所示继续升温升压,直到所有系统都完全达到额定运行参数,且自动控制系统均分别投运,并按排放要求,投入石灰石脱硫。由 SO_2 信号调节控制投石灰石量。当床压上升到 6 kPa 以上时,投入底灰冷却及输送系统(相应的冷却水系统应事先投运正常),该系统设备投运正常后,置于自动方式。负荷超过 $80\%\text{ MCR}$ 时,将床温调节器和过剩氧量调节器置于自动方式运行。

循环流化床锅炉可采用变压或定压方式起动,锅炉参数变化速率因炉型不同而异,除受金属承压部件材料的限制外,还应考虑对炉内耐火材料的保护,对于高温型高压循环流化床锅炉,应控制床温升温速率低于 $1.4\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$,汽温升温速率低于 $2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$,汽压升压速率为 $0.05\sim 0.1\text{ MPa}/\text{min}$ 。这样,从冷态点火至全燃煤带满负荷约需要 10 h 左右。

正常运行及关键参数 锅炉转入正常运行时,床温应保持在 $\sim 870\text{ }^{\circ}\text{C}$,因负荷变动等原因,一般允许床温短期内在 $750\sim 950\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间波动。改变锅炉负荷的基本操作包括变动给煤量和相应的风量及配比调整。无论何时,不管是手动还是自动,都要确保风量随煤流量之变动而变化,并保证炉膛出口过剩氧量保持在 3% 以上。

正常运行中,应注意工况参数调整,使排烟中 SO_2 、 NO_x 和 CO 的浓度符合排放要求。

除了汽水系统参数正常之外,床料的流化、高温回路中灰的循环、床压及布风板阻力、给煤和石灰石系统、除渣和除灰等辅助系统正常与否,均直接影响锅炉的安全经济运行。

运行实际表明,循环流化床锅炉升负荷速率约为 $5\%/ \text{min}$,降负荷速率约 $4\%/ \text{min}$ 。这种锅炉具有良好的低负荷运行能力,可以 $30\%\text{ MCR}$ 负荷稳定运行,此时炉膛内运行气速相应降低,以鼓泡流化床方式运行。

床温 床温主要与负荷、运行气速、风量配比、回灰量、入炉煤和石灰石粒径分布等运行因素有关。为提高燃烧效率,强化传热,减少 CO 和 N_2O 排放量,应以较高的炉膛温度运行;而从脱硫、降低 NO_x 和防止炉膛结渣考虑,床温又不能过高。因此应依煤种、炉型来选择适当的运行床温,燃用无烟煤等难燃煤种时的床温应高一些,以增加飞灰的燃尽度,但脱硫效率难免受到影响。床温的上限应比燃煤灰分的初始变形温度

低 100~150℃, 以避免灰渣局部烧结; 这一点对灰熔融性温度较低的煤种应予特别注意。

一、二次风及配比 一、二次风量配比是循环流化床锅炉运行的主要调节手段之一。如: 当负荷不变, 调大一次风量时(二次风量相应减小), 下部床温降低。适宜的风量配比是获得锅炉稳定运行和最佳燃烧、脱硫、抑氮工况的基础条件。风量配比与煤种、炉型及布置有关, 一般一次风量约占 60% 左右。在运行中, 二次风一般在浓相区的上部供入, 使其风口以下形成一个缺氧燃烧区, 减少 NO_x 的生成量。二次风的供入, 不仅补充了煤燃尽和脱硫所需的空气, 而且其射流可起到一定的扰动作用, 使炉内氧浓度合理分布, 有利于燃烧和脱硫反应。同时, 一、二次风量配比也可在一定范围内调节炉膛上部燃烧份额。

床压 床压指气固(流态化)流体在单位床底(布风板)面积上的压力, 床压沿床高的变化梯度(床压梯度, Pa/m)可近似表征炉内的固体物料浓度。循环流化床锅炉的床压与床料层厚度和炉膛高度有关, 一般为 8~10 kPa 左右。床压直接影响床内流化、燃烧和传热。如, 当床压过高时, 表征炉内床料量过多, 将导致供风系统特性曲线点迁移, 入炉(流化)风量自动减少, 使运行气速下降, 导致床内流化不良。因此, 在运行时应保持床压的相对稳定, 这时通过从炉底连续排放底渣, 使入炉煤和石灰石在炉内所产生的灰量与锅炉的排灰渣量(亦包括飞灰排量)达到动态平衡而实现的。最佳床压值应由燃烧调整试验确定。

SO_2 、 NO_x 和 CO 排放 运行操作中, 应特别注意减少排烟中各种有害气体的排放量。其值应不超过供货合同中的保证值。当燃煤含硫量变化时, 及时调整入炉石灰石量, 并使床温、床压、 O_2 和风量配比等运行参数在合理的范围内, 以保证锅炉以清洁高效的方式运行。

停炉 正常停炉时, 依次减少煤、风输入, 锅炉负荷先减少到 50%, 维持正常床温, 并将床温和氧量调节器切换手动, 以每分钟 10% 或更低的速度减少给煤量, 逐步降低负荷。当床温降至一定温度时, 投起动燃烧器, 以使锅炉降温速率不至过快。而床温到 350℃, 停止起动燃烧器。高压循环床锅炉在滑参数停炉过程中, 当汽压在 5 MPa 以上时, 蒸汽过热度应大于 90℃; 当汽压低于 5 MPa 时, 过热度应大于 70℃, 同时, 炉膛温降速率不得高于 70℃/h, 否则容易对耐火材料造成损伤。

热备用及热启动 锅炉可以短期停运并保持热备用状态约 8 h (与炉型有关)。在热备用停炉时, 锅炉应降低到最小负荷再停止给煤, 让床中的燃料基本燃尽。当烟气中的过剩氧量达到正常满负荷时的两倍时(如: $\text{O}_2 = 7\%$), 向炉膛的送风应停止, 以减少床的散热。这

个氧量的增加表明床中的大部分煤已燃尽, 可以停止床的流化操作而不至于出现床内结渣。停运风机后, 所有风机的进口导向叶片调节门都应关闭, 以减少残余燃烧和热量损失。炉膛中应无任何明火存在。

在热态再起炉时, 如床温低于 600℃, 应首先通风吹扫炉膛, 吹扫过程应快, 以减少热量损失。接着投入风道燃烧器和起动燃烧器, 以加热锅炉床体。并注意监视床温, 当燃油加热床温升高至 600℃ 以上后, 则正常的投煤引燃过程就可以随之进行。

xunhuan liuhua chuang ran shao

循环流化床燃烧 (circulating fluidized bed combustion, CFBC)

利用气固两相流化床工艺, 在较高的流速条件下实现湍流流化床状态并令大部分逸出的细粒料形成循环重返床内的一种燃用固体燃料的燃烧方式。它是在改善鼓泡流化床燃烧性能的基础上发展而来的。

基本工艺 将破碎后的固体燃料和石灰石给入静止料层高度为 1m 左右的流化床燃烧炉膛内。固体燃料的最大粒径随燃料种类而异, 对于一般无烟煤和烟煤多选用 6~10 mm; 石灰石(脱硫剂)则宜 < 1 mm。炉膛满负荷运行空床气速一般选用 4~6 m/s; 炉膛温度控制在 800~900℃, 以满足脱硫的需要。约占总风量 60% 的一次风作为流化风经布风板供入; 其余作为二次风从适当标高分层供入, 以达到分级燃烧、提高细组分煤粒的燃尽度及均匀控制炉温的目的。正常运行时, 床层密度和床料粒度从炉底(布风板)至炉顶逐渐减小。炉底层的密相区一般呈湍流床状态(低负荷时甚至进入鼓泡床), 而上部炉膛则逐渐转变为较细粒子群组成的快速流化床状态。平均粒径约为 0.1 mm 的细颗粒(最大粒径 < 0.5 mm)被烟气连续携带出炉膛, 进入分离器。在分离器中绝大多数颗粒被分离下来, 作为循环灰, 经回料系统运送到炉膛底部, 形成循环流化床燃烧(见循环流化床锅炉)。炉内蓄热量很大的床料为入炉煤(床料含燃料量仅在 1% 左右)的迅速加热着火、燃烧提供了一个稳定的热源。炉内燃烧过程同时受控于反应气体扩散和化学动力学条件, 主要影响因素为氧气向煤颗粒燃烧表面的扩散速度和床层温度。循环流化床燃烧方式产生的飞灰量约占总灰量的 50%~60%, 其余则为较粗颗粒的炉底渣。

技术特点 由于采用较高的运行气速, 炉内流化状态呈湍流床(底部)至快速床(上部炉膛), 气、固之间滑移速度增大、湍动混合加剧, 并且由于高温灰的循环倍率(循环灰流量/给煤量)达到 20~40 倍, 使全炉膛尤其是上部稀相区的床层密度较之鼓泡床有显著增加, 从而导致了循环床燃烧的下述优点: ①床内物料横

向传递相对迅速,给煤点可相对减少;②炉膛上下床温均匀,燃烧反应强化,细粒燃料因循环而在炉内停留时间增加,故可获得较高的飞灰燃尽率;③循环灰将炉底密相区燃料燃烧产生的热量带到炉膛上部,炉膛上部水冷壁及悬吊受热面传热系数及温压增加,因而吸热效果增大,故使炉膛底部密相区可不设或少设埋管受热面,免除了埋管磨损问题;④在同样条件下($Ca/S \approx 2$),可获得较高的脱硫效率($\geq 90\%$)。此外循环床燃烧仍具有鼓泡流化床燃烧的其他技术特点。

循环流化床燃烧克服了鼓泡流化床燃烧的不足之处,但在燃烧系统的构成上增加了体积较庞大的高温循环灰分离器及回灰控制系统,且仍然存在 N_2O 的排放问题(见流化床燃烧技术)。

xunhuan shuibeng

循环水泵 (circulating water pump) 为凝汽器提供冷却用水的水泵。这种水泵的特点是水量大、扬程低。它是火力发电厂中重要的而且耗电较多的辅机,要求具有较高的可靠性和经济性。

类型 循环水泵的型式按液流流向分,有离心式、斜(混)流式和轴流式三种,其叶轮形状如图1所示;

按泵轴的布置方式分,有立式和卧式两种。卧式的安装、维修比较方便,但占地面积较大。立式布置占地较少,但安装维修困难。

卧式离心泵 见图2。一般为双面进水单级叶轮。双面进水的叶轮保证了泵的出水量大,能自动平衡轴向推力,也提高了抗汽蚀性能。水泵壳由泵体1和泵盖2组成,铸造成型,沿泵轴线水平面分开,便于泵的检查 and 维修。密封环3由铸铁或铜制成,更换方便。轴7在油环14带油润滑的轴承中转动。如泵的位置高于取水水位,则处于备用状态和起动前的泵,需使用抽真空装置将泵壳内抽成真空,以保证泵内充满水。

立式轴流泵 见图3。主要部件有叶轮、导叶、轴承等。叶轮上一般装有5~6个叶片。叶片的安装角度可以改变,以变更泵的流量及扬程,扩大泵

的使用范围。泵轴是空心的,调节叶片安装角的机构从空心轴中引出。泵轴由联轴器与置于其上的电动机转子牢固连接。电动机由支架支持,固定在基础上。转子的重量和轴向推力由电动机轴端的推力轴承承担。水泵外壳的重量由基础承受。泵轴借助上下两只橡胶轴承保持中心。

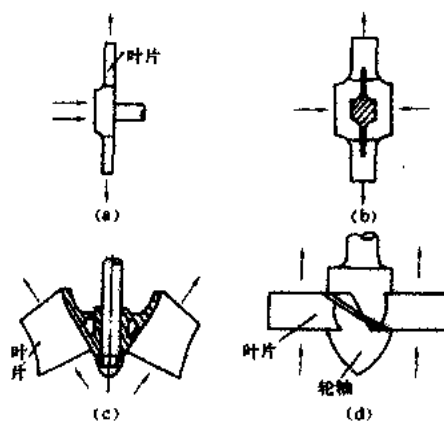


图1 叶轮形状示意图

(a) 单吸离心式; (b) 双吸离心式;
(c) 立式斜流式; (d) 立式轴流式

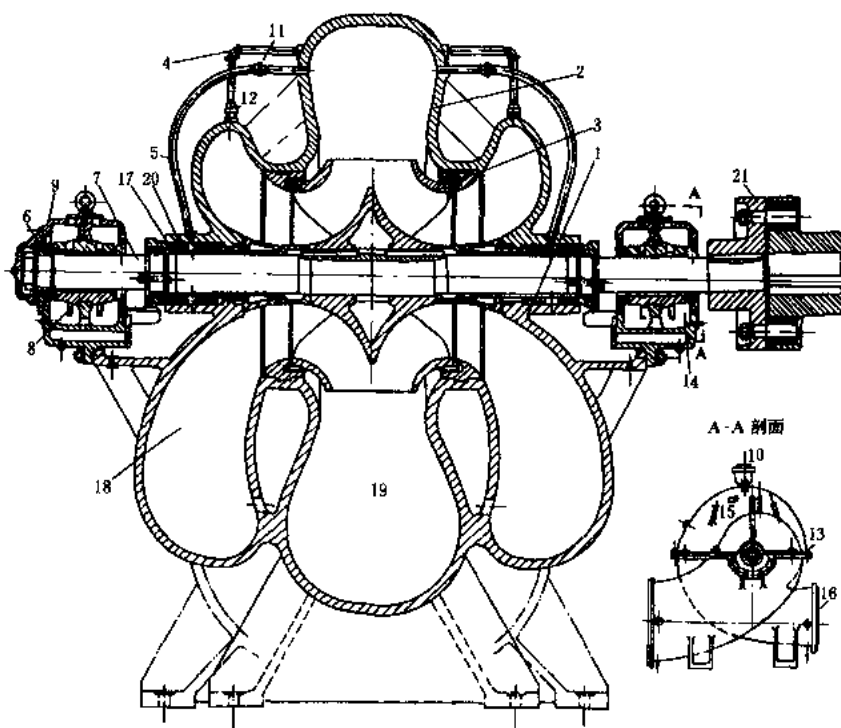


图2 卧式循环水泵

1—泵体; 2—泵盖; 3—密封; 4—放气管; 5—水封管; 6—滚珠轴承;
7—泵轴; 8—轴承; 9—轴承盖; 10—抽气口; 11—接头; 12—连通管
接头; 13—定位销; 14—油环; 15—转向牌; 16—四方螺塞; 17—轴套;
18—压水室; 19—吸水室; 20—填料盒; 21—对轮

立式斜流泵 见图4。结构与立式轴流泵相同,只是泵的叶轮为斜流式。

比较 在一般情况下,按扬程,离心泵最高,轴流泵最低,斜流泵介乎其中;按流量,轴流泵、斜流泵大于离心泵;从结构和起动方面比较,离心泵最为简单,但起动时需抽真空,立式轴流泵和斜流泵较为复杂,但因泵轮浸在水中,起动方便;按流量调节性能,离心泵较差,轴流泵和斜流泵较好。

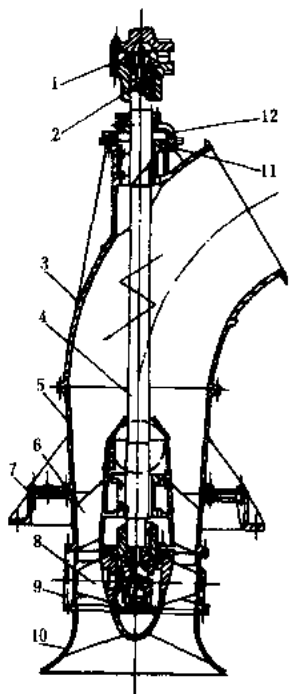


图3 立式轴流循环水泵

- 1—叶片角度调节机构;
2—联轴器部件;3—出水弯管;4—泵轴;5—泵座;6—导叶体;7—底座;8—叶轮;9—叶轮外壳;10—进水喇叭口;11—橡胶轴承;12—填料盒

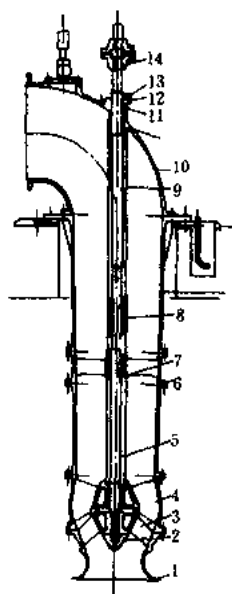


图4 立式斜流式循环水泵

- 1—喇叭管;2—导流冠;
3—叶轮;4—导叶;
5—下部轴;6—支架;
7—轴承;8—联轴器;
9—上部轴;10—出口弯管;11—填料盒;
12—填料;13—压盖;
14—联轴器

循环水泵的容量和台数 循环水泵的容量和台数依据循环水泵的供水方式来确定,单元制供水系统一般配置2台循环水泵,供水量应该满足机组的最大用水量,包括其他循环水用户;采用集中水泵房的供水系统,至少配置4台循环水泵,同样循环水泵的总出力也应该满足冷却水的最大用水量。循环水泵的扬程一般不超过20~25 m;开式供水系统的扬程比闭式系统低,如果在设计时充分利用虹吸一般只需10~20 m,闭式供水系统的中、小机组多采用离心泵,容量较大机

组则采用立式轴流泵或斜流泵。大容量机组的循环水泵普遍采用叶片可调或叶片不可调的立式斜流泵。

xunhuan shuibeng anzhuang

循环水泵安装 (circulating water pump installation)

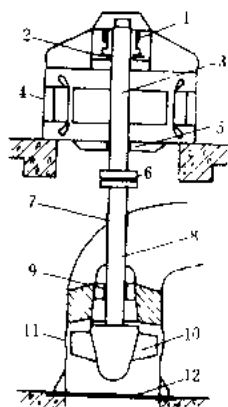
循环水系有卧式与立式之分,多数为立式泵。立式泵有轴流泵、混流泵、离心泵数种,用立式电动机驱动,有直接连接和经减速箱连接的不同方式,泵壳有钢制也有混凝土浇制的,但其安装方法基本相同。找正工作要点是垂直度、同心度和标高,安装顺序是先下后上,先静止部分后转动部分。

图为直接连接轴流泵的结构;电动机转子和泵轴由电动机上部的推力轴承承重,电动机的上、下导轴承和泵导轴承限定轴系的径向位置;轴系为一根垂直于水平面的垂线。泵的固定部分和电动机定子与轴同心。

安装工作首先是泵壳就位,用挂钢丝线垂为基准,找正垂直度,在密封用的填料盒、泵导轴承和底座法兰三处测量和调整这几处与钢丝的同心度,同时调好底座的水平和标高。找正后将底座与基础固定,二次灌浆。混凝土泵壳使用特制形状的模板,重要部位外壳是钢制的,还有固定部件的预埋件。混凝土分多次浇灌,重要部件找正和固定件安装的找正要求与前述相同。泵壳安装后吊入泵轴,通常已先吊入叶轮放在下面,在下面把叶轮和泵轴组装。再进行转子叶轮对叶轮外壳找正,要求各部分间隙符合制造厂规定,泵轴的位置用临时支架固定。此时联轴器的标高即为电动机安装的基准。

电动机定子按此标高就位,其轴向中心也用挂钢丝找正,钢丝以泵联轴器中心为准。然后吊入转子,进行推力轴承和上导轴承安装,做到推力轴承水平,使转子轴与水平面垂直,与泵轴为一根直线。找正后连接联轴器。

最后测量轴的摆度并调整其中心线。方法是将在上导轴承间隙收小,下导轴承和泵导轴承松开,使转子处于自由悬吊状态。在下导轴承、泵导轴承和联轴器三处,各装水平方向互成90°的百分表两块,其上下方向应一致。轴转动时,百分表的读数即为轴的摆动值。摆动原因有:推力瓦不水平而使轴不垂直



立式泵与电动机组装示意图

- 1—上导轴承;2—推力轴承;3—电动机转子;4—电动机定子;5—下导轴承;6—联轴器;7—填料盒;8—泵轴;9—泵导轴承;10—叶轮;11—叶轮外壳;12—法兰底座

水平面,联轴器接合面不平行、轴弯曲等,找出原因消除缺陷后,将各部分固定。最后再检查一遍安装精确度,各处无偏重和摩擦现象,安装结束。

xunhuan shuibeng yunxing

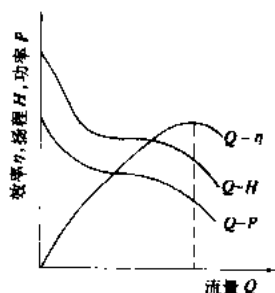
循环水泵运行 (circulating water pump operation) 在火力发电厂中,循环水泵的耗电量仅次于给水泵,约占全部厂用电量的10%~25%。循环水泵的运行与泵的类型(离心式或轴流式)和采用何种供水系统(集中供水或单元供水)有关。

集中供水 循环水泵并联安装在中央水泵房内,通过供水母管分配到各机组的凝汽器。这种供水方式可靠性较好,一般都有足够的备用容量。水量的调节可以通过改变运行泵组的台数,或者变更不同型式泵组组合来达到。也比较容易调整泵在最佳工况点附近运行。这种供水方式要求各台机组凝汽器的水阻大致相同,悬殊过大将会使冷却水量分配不均、水阻大的凝汽器得不到足够的冷却水量而使真空恶化。并列运行泵的特性也要相近,在运行中总流量变化时要监督各泵的流量变化情况,使各泵承担的负荷分配合理。

单元供水 循环水泵直接与需要冷却水的汽轮机组成单元。一般多采用两台循环水泵并联供一台机组的供水方式,每台泵的容量一般为最大耗水量的一半。在低负荷或冬季可停用一台循环水泵以调节水量,但一台泵运行时水量将比两台泵总水量的一半大得多,运行点偏离最佳工况点较远。这是因为外部管道阻力下降,引起运行泵供水量显著增加的原故。

轴流式循环水泵 最有利工况范围较窄,偏离最佳工况后,效率下降较快。通常采用变更转速和叶片安装角来调整泵的流量,以保持较高的运行效率。轴流泵功率随供水量减少而增大(见图),空载功率有时超过正常水量时2倍以上。轴流泵这种特性使配套的电动机在不经济工况下运行,而且启动时常超载。为了防止严重超载,轴流泵是在全开出口门情况下启动。对于叶片安装角可调节的泵,调节安装角减小叶轮通道面积,可减小启动功率。

循环水泵的水量调节 应根据凝汽器的最有利真空确定。一般来说,增加水量可以提高凝汽器真空,使机组的经济性提高,在主机蒸汽流量和运行参数不变的工况下可多发功率。如果多发的功率抵消增加水量多消耗的功率还有余量,这个余量是净的效益。逐步增



轴流泵特性

加水量,可得到多发的功率和增加的消耗之差达到最大值的工况。这时的循环水泵的供水量是最合适的,这个水量与负荷和水温有关。

在实际运行中要经常清除拦污栅及滤网上的杂物并注意吸水井水位正常。定期启动凝汽器水室顶部的抽气设备抽去这里积聚的空气,以保证循环水泵能正常利用虹吸效果和水流畅通,节约水泵的电耗。

xunhuan shui buchong shui chuli xitong sheji

循环水补充水处理系统设计 (design of circulating make-up water treatment system)

对循环水补充水处理的系统选择、设备选择、布置方式、土建和安装设计的总称。

循环水补充水处理方法主要有石灰处理法和离子交换法(多采用弱酸阳离子交换法)。

石灰处理法 利用氢氧化钙(消石灰)同水中的二氧化碳、重碳酸钙、重碳酸镁进行化学反应产生碳酸钙和氢氧化镁沉淀而达到去除水中硬度和碱度的目的。石灰处理法目前有两类:一为消石灰处理系统,另一为石灰排渣重复利用系统。消石灰处理系统存在高纯度消石灰的货源问题,且系统不稳定,运行环境差,计量系统实现自动化困难,并伴有石灰排渣处理等问题。石灰排渣重复利用系统须自备煅烧装置,将石灰渣煅烧成石灰予以再利用,处理过程中基本无废水、废渣,但投资较大。

离子交换法 利用氢型弱酸阳离子交换树脂除去水中碳酸盐硬度和碱度,以解决循环冷却水的结垢问题,并能满足高浓缩倍率的要求。采用弱酸树脂软化处理循环水补充水,出水水质稳定,易于控制,已有成熟的运行经验。与石灰处理系统相比较,缺点是运行费用高、废水排放量大,对环境造成二次污染。

循环水补充水处理系统的选择应根据冷却水处理系统的冷却方式、水源水量及水质、药品供应情况和环境保护要求及对上述处理方法处理后的水质进行极限暂硬和浓缩倍率的计算,经充分的技术经济比较后确定。

xunhuan shui lengqiao shebei yunxing

循环水冷却设备运行 (operation of circulating water cooling equipment)

循环水冷却设备是指用来冷却循环水的冷却塔、冷却池及附属设施,现代大型火力发电厂多采用冷却塔。冷却塔分为湿式、干式和干湿式三种冷却方式,它们的运行维修各具特点。

湿式冷却塔 湿式冷却塔通称冷却塔,循环水与空气在塔内直接接触,以蒸发散热为主,热、质交换同时进行,冷却效率较高。水被冷却的极限温度为空气湿

球温度,其冷幅受湿球温度的制约。

冷却水量的调整 冷却塔的冷却水量和淋水面积是根据机组额定负荷及夏季不利气象条件设计的,在实际运行时,应根据不同季节的气象条件及不同机组负荷,调整(分配)塔的冷却水量,以求得较好的冷却效果。冷却塔冷却过程中,当出塔空气的相对湿度未饱和时,增加循环水量会使出塔空气湿度趋向饱和,若继续增加循环水量,过量热水放出的热量无法被已饱和的空气再吸收,出塔水温很快上升。但是循环水量过小,也会造成塔内淋水密度不均,甚至局部缺水,形成空气短路,使塔内空气未饱和就排出,塔的冷却效率下降。并列运行的各冷却塔的水负荷,应进行调整,使出塔水温一致或综合冷却水温最低。此外要合理调整冷却塔内各水槽水位,使淋水密度分布均匀合理,防止配水槽水位过高外溢。运行中还应经常调节各塔集水池和回水沟的水位,及时补水,保持排污系统正常工作,监视机械设备的运行情况。

经常维护和定期检查 良好的检查维护是保持和提高已建成冷却塔冷却效果的主要途径。为了增加进塔空气量,塔周围应保持良好的通风状况。要定期清理、更换被堵塞或损坏的喷头、填料和除水器。更换性能优良的喷头能增大水表面积,将冷却水溅散成细小颗粒,均匀的喷洒在淋水填料表面上;良好的淋水填料面积增长系数大,通风阻力小,可延长水膜流过填料的途径和时间,与穿过填料的空气充分接触换热,使空气带走更多的热量。运行年久已变形的除水器也应及时更换,否则会使冷却塔通风阻力增加影响冷却效果,也将导致冷却塔出口漂滴量增大,在冬季对塔周围的道路交通和变电站带来不利影响。另外,应定期清理旋转滤网、清污机等机械设备上的脏物,转动部件要定期注油。机组检修期间要对配水槽、集水池、回水沟进行清淤排污。

防止冷却塔挂冰 冷却塔挂冰会恶化冷却塔通风及淋水状况,甚至会损坏淋水填料及支架,危及冷却塔的安全运行。气候寒冷地区常采用下列措施:①安装热水旁路系统,控制冷却塔水温,使经淋水填料冷却后的水温和集水池的水温不低于结冰点;②冷却塔进风口设置挡风板,减少进塔空气量;③配水系统及淋水填料分区运行,将热水集中在塔外围,增加淋水密度和进塔气流阻力,减少淋水面积;④设置防冰环,即在冷却塔进风口上缘塔壁内安装环形喷水管,将20%~40%的进塔热水喷洒在进风口处,预热进入淋水填料的空气;⑤冷却塔进风口上缘内壁增设挡水檐,收集沿塔壁流下的水,防止进风口和人字柱上结冰。

干式冷却塔 通称空冷塔,是空冷机组间接空冷系统的主要设备(见干式冷却凝汽装置)。在空冷塔中

循环水与空气不接触,通过散热器翅片管的表面散热进行热量交换。水被冷却的极限温度为空气干球温度,冷幅受干球温度的制约,冷却效果比湿式冷却塔差。混合式凝汽器间接空冷系统,循环水在凝汽器中与凝结水混合,大部分混合水送入空冷塔冷却后进入下一循环,其余部分经处理后进入汽轮机回热系统。表面式凝汽器间接空冷系统,循环水与凝结水不混合,因两次表面散热,冷却效率更低。

冬季防冻 空冷塔主要用在我国北方严重缺水地区,冬季防冻是关键问题,在系统起动、运行和停运过程中都要采取严格防冻措施。在空冷塔起动时,为了防止散热器结冰,循环水先在旁路系统中循环,当循环水在凝汽器中被加热到30℃左右,再向散热器逐段充水。气温特别低时,还应在关闭百页窗情况下,先预热塔内空气,而后再向散热器充水。为了防止散热器在充水过程受热不均,多采用大流量低水温(不会导致结冰的最低温度)快速充水。正常运行时,空冷系统应保持一定压力,防止空气进入和滞留在散热器顶部,影响水的流动,带来结冰危险。通常循环水温度要维持在20℃以上,以避免局部散热器水温过低而导致结冰。当气温下降时,要调节百页窗开度和适当增加幕墙,减少通风量,维持循环水温。当机组甩负荷循环水温迅速下降时,应紧急关闭百页窗,维持一台循环水泵运行,散热器扇形段内的水可全部排空,循环水走旁路运行,也可以部分扇形段排空,部分运行,以维持循环水温。若厂用电不能维持循环水泵运行,则应立即关闭各扇形段进水阀,打开放水阀,全部放水,关闭各扇形段百页窗,保持水温,冬季机组故障停机时间不长,尽可能维持循环水运行,一般利用水中蓄热,在百页窗关闭情况下,可保持数小时不结冰,避免水质恶化,缩短事故处理后热态起动时间。若是停机不停炉,还可以采用旁路蒸汽中热循环水。

微正压运行 为了避免空气进入和滞留在散热器顶部,空冷系统采用微正压运行,即散热器冷却三角形顶部压力略高于大气压力。表面式凝汽器间接空冷系统的压力是靠设置在空冷塔中的高位膨胀水箱维持的,水箱水面与散热器顶部的高差保证散热器顶部充满水。水箱上部充有氮气,将循环水与空气隔离。混合式凝汽器间接空冷系统的压力通常保持在200~220 kPa之间。系统压力低,空气进入散热器,影响塔的冷却效果,压力过高将增加系统中漏泄量。

夏季运行可采用向散热器表面喷水,以增加散热器的散热能力,提高空冷塔冷却效果。大风天气时,迎风面扇形段进风量大,水温低,背风面扇形段进风量小,水温高,此时应调节迎风和背风段百页窗开度,使各扇形段出水温趋于一致,综合水温最低。

空冷塔的维护 以防止散热器及软接头泄漏,防止百页窗、放水阀、排水阀及紧急放水阀故障为主,做到经常检查维修。散热器泄漏原因除冻裂外,腐蚀和摩擦损坏也常发生,因此应加强防腐和停机保护,定期冲洗散热器翅片上脏物。少量翅片管泄漏,可封堵处理,泄漏翅片管较多时,则应停运更换。

干湿式冷却塔 亦称干湿塔或混合塔。系干式冷却和湿式冷却两部分组成,它吸取了干式冷却节水和湿式冷却效果好、投资少的优点,具有消除雾羽的功

能。冬季采用全干或干湿混合式冷却方式运行时,由于大气干、湿球温度都很低,干段和湿段均有较好冷却效果。

干段和湿段排出空气相混合,其相对湿度远离饱和曲线,不会产生雾羽,净化了环境。夏季可关闭干段调节风门,全湿塔运行,以提高冷却效果。若需控制雾羽产生,亦可部分开启干段调节风门,降低排出空气相对湿度,此时塔的冷却性能介于干式和湿式冷却塔性能之间。



valiance

压力检测 (pressure measurement) 测量垂直而均匀地作用在单位面积上的力。压力又称压强，它的单位是帕斯卡 (Pa)。其他常遇到的单位有标准大气压 (atm)、巴 (bar)、毫米水柱 (mmH₂O)、毫米汞柱 (mmHg, torr) 和工程大气压 (at) 等。

1643 年 E. 托里拆利 (Evangelista Torricelli) 最早提出压力检测，他建议用一端封闭的充满水银的玻璃管倒置在装有水银的浅碟中，玻璃管中水银柱的高度就代表大气压力。其后又经过许多科学家的研究才有了比较完善的压力检测装置。

工业上采用的测压仪表显示值大多为被测压力与当时当地大气压力之差，称为表压力，又称计示压力。当时当地大气压力与表压力之和称为绝对压力。被测压力高于大气压力称压力；被测压力低于大气压力称为负压，其绝对值又称真空度。当任意两个压力相比较，其差值称为差压或压差。

常用的测压仪表有液柱式、活塞式、弹性式压力计和压力传感器。

液柱式压力计 它的测压范围为 $-0.1 \sim +0.2$ MPa，型式有 U 形管压力计、单管压力计和斜管微压计。测压时，它们都是利用管内的液柱高度差所形成的重力来平衡被测压力或差压，当封液密度已知时，由液柱的高度差就可测知压力或差压值。单管压力计比 U 形管压力计读数方便且可减小读数误差，斜管微压计可测量微小的压力或压差。

活塞式压力计 它是利用活塞、承重盘以及可更换的砝码所产生的重力和活塞有效面积的比值与压力表的示值应相等的原理来校验压力表的。它的测压范围一般从 $0.04 \sim 60$ MPa，其结构如图 1 所示。如果结构上加以改变，测压范围可扩展至 $-0.1 \sim 250$ MPa。由于它的精确度很高，常用来校验其他型式的测压仪表。

弹性式压力计 根据弹性元件受压后产生的变形与压力大小有确定关系的原理而制作的。它的测压范围为 $10^{-5} \sim 1000$ MPa。仪表结构简单，故在工业上应用最多。常用的测压弹性元件有薄膜式 (包括膜盒式)，

波纹管式和弹簧管 (波登管) 式三种。所构成的测压仪表如图 2 所示。电厂中常用膜盒式微压计来测量送风系统、制粉系统以及炉膛和烟道中的压力及负压力，常用双波纹管差压计来测量水和蒸汽的流量以及容量中的液位。弹簧管压力计在电厂中使用极为普遍。上述这些弹性式压力计受压后都产生位移，通过传动机构带动指针直接显示压力 (差压) 值，也可以把位移转换成电阻、电感、电

图 1 活塞式压力计
1—活塞；2—砝码；3—活塞缸；
4—承重盘；5—传压介质 (油)；
6—表接头；7—油杯；8—被校压力表；9—压力泵；10—手轮

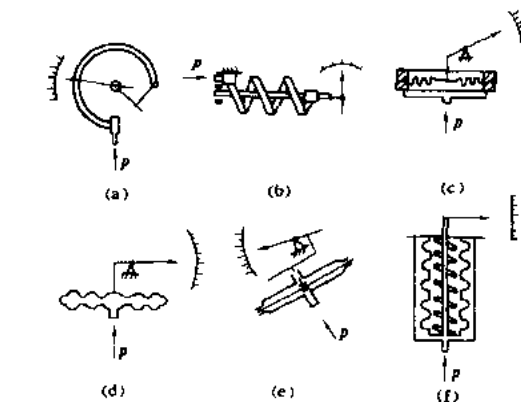


图 2 弹性压力传感器示意图

(a) 单圈弹簧管式；(b) 多圈弹簧管式；(c) 波纹膜片式；(d) 膜盒式；(e) 挠性膜片式；(f) 波纹管式

压力传感器 有些物体受压后就能产生电磁效应，例如压电效应、压磁效应、压阻效应等。利用这些物理效应可以制成各种形式的压力传感器。例如硅半导体构成的压阻式传感器，受压后它的电阻率会产生较大变化，从而使其电阻产生较大变化。工业上应用很多的固体压力 (差压) 变送器就是根据这一原理制作的。

随着制造技术的进步和微处理机技术的应用，使得压力检测的准确性不断提高，并且大大增加了仪表工作的可靠性。

参考书目

本尼迪克特 RP. 温度、压力、流量测量基础. 周志

烈等译, 北京: 国防工业出版社, 1985

.0011

压气机 (air compressor) 燃气轮机中把工质(空气或其他气体)压缩增压、连续而稳定地送到后续设备(如燃烧室等)中去的旋转式叶轮机械。它利用旋转的动叶对工质做功, 把输入转子的机械能转换为工质的压力势能和热能。

燃气轮机对压气机的要求 主要有: ①效率高, 目前压气机的等熵效率能达到 84%~89%; ②单级压比高, 借以减少压气机的级数。目前单转子压气机的总压比可达 25~30, 压缩级数仅 22 级; ③单位面积通流能力大, 借以缩短压气机进口叶片的高度, 为设计和制造大功率燃气轮机提供条件; ④压气机的特性与透平的特性相匹配, 即压气机的流量、压比、转速和功率在燃气轮机的各工况下, 都能与透平的特性相适应; ⑤稳定工况区宽, 不易发生旋转失速、喘振和气流阻塞现象; ⑥具有良好的防喘振措施。

分类与特点 按工质的流向, 有轴流式、离心式和混流式之分, 如图 1、2 所示。在轴流式压气机中工质

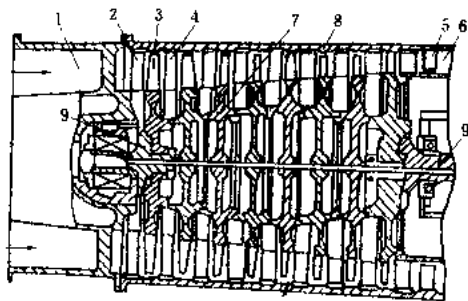


图1 轴流式压气机的示意图

- 1—进口收敛器; 2—进口导流器; 3—工作叶轮;
4—扩压叶列; 5—出口导流器; 6—出口扩压器;
7—转子; 8—气缸(机匣); 9—端轴

基本上沿轴向流动。它的特点是: 单位面积通流能力大; 等熵效率高(84%~89%); 单级压比较低(亚声速级压比为 1.05~1.28, 超声速级为 1.5~2.0, 甚至大于 2.0); 等转速特性线较陡, 压比对流量影响较小; 制造工艺要求高; 广泛应用于大、中功率的燃气轮机中。在离心式压气机中工质基本上沿径向向外方向流动。它的特点是: 单位面积通流能力较小; 等熵效率较低(75%~82%); 单级压比较高($\epsilon_n=3\sim8$); 等转速特性线较轴流式者平坦; 制造工艺要求略低, 适用于小功率燃气轮机应用。混流式压气机是由轴流式级(前段)与离心式级(后段)串联而成, 其目的是为了改善轴流式压气机中, 后几级体积流量小, 致使叶片过短、气动性能差、损失剧增的缺点。一般适用于中、小功率

燃气轮机中。

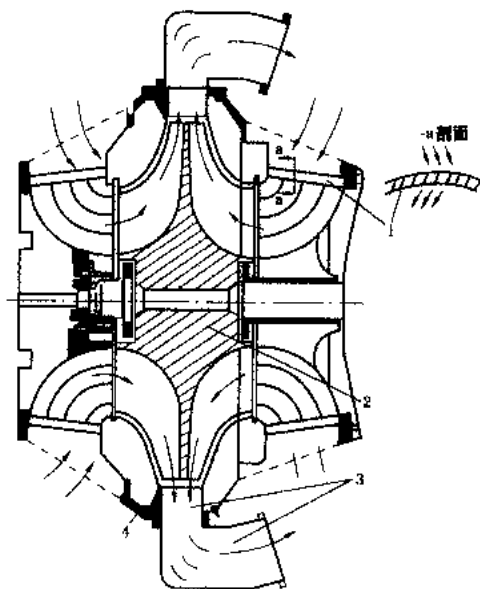


图2 离心式压气机的示意图

- 1—进口导流器; 2—工作叶轮;
3—扩压器; 4—机匣

轴流式压气机的结构 见图1, 由转子(包括主轴、叶轮和动叶)、静子(包括气缸和静叶)、气封和轴承等主要部件组成。

叶片 压气机的核心部件。有动叶和静叶之分。动

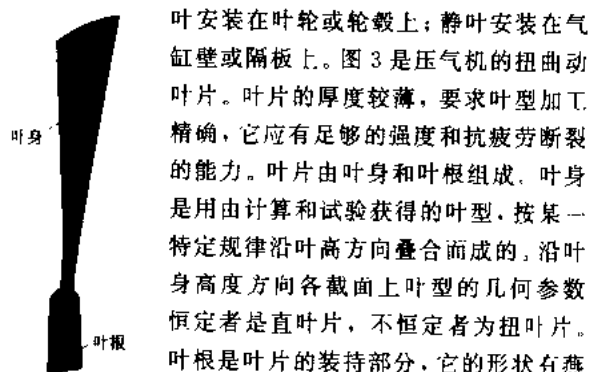


图3 压气机的动叶片

叶安装在叶轮或轮毂上; 静叶安装在气缸壁或隔板上。图3是压气机的扭曲动叶片。叶片的厚度较薄, 要求叶型加工精确, 它应有足够的强度和抗疲劳断裂的能力。叶片由叶身和叶根组成, 叶身是用由计算和试验获得的叶型, 按某一特定规律沿叶高方向叠合而成的, 沿叶身高度方向各截面上叶型的几何参数恒定者是直叶片, 不恒定者为扭叶片。叶根是叶片的装持部分, 它的形状有燕尾形, 倒“T”形和齿形等。为了扩大压气机的稳定工作范围, 并减少机组的启动功率, 压气机入口可装设可调导(静)叶。

转子 由动叶栅列、叶轮(或轮毂)和主轴组成, 是高速旋转部件, 要求有足够的强度和刚度, 工作转速应避开转子的临界转速。结构应紧凑, 有鼓筒式、盘轴式和盘鼓式之分。盘鼓式转子的刚性和强度都较好, 使用最广泛。

气缸 一般用铸造、焊接或焊铸结合制成。常分前段和后段。气缸外表面可加装纵向或横向的筋条, 以增

加刚性。进、排气道有轴向式或蜗壳型之分。气道应有良好的气动性能。在寒冷地区使用时,进气道应有加热防冻措施。

工作原理 轴流式压气机的工作过程与原理与轴流式燃气透平正好相反。压气机级是轴流式压气机的基本单元,它由一系列动叶栅和一系列静叶栅组成,如图4

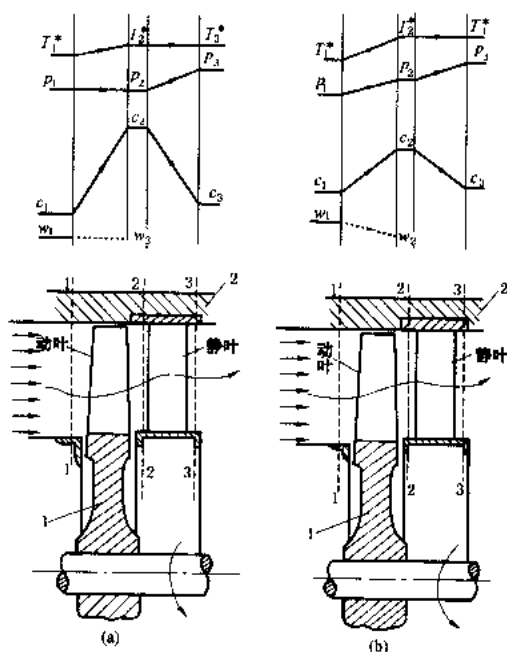


图4 轴流式压气机的级与级间工质参数的变化
(a) 反动度为零的级; (b) 反动度大于零的级
1-转子; 2-静子

所示。根据机组要求的总压比 ϵ 的大小,轴流式压气机可以设计成多级的单转子结构或多级的双转子结构(见燃气轮机轴系方案)。图5是基元级平面叶栅的示意图。图6中则给出了基元级的速度三角形。图4上还给出了压气机级中空气参数的变化情况。由此可以看清轴流式压气机的工作过程与原理:①通过工作叶轮把一定数量的压缩轴功传递给流经动叶栅的工质;②在反动度为零的压气机级中,当工质接受外功后,气流的相对速度 w_1 没有变化(因动叶栅的通流面积不变,即 $A_1=A_2$,见图5),而绝对速度 c_2 增高。原则上说,工质的静压 p_1 、静温 T_1 恒定不变,但动叶栅出口处工质的总压 p_2^* 、总温 T_2^* 和滞止焓 h_2^* 都增高了,此后,高速气流将在扩压静叶栅中逐渐减速而增压(因静叶栅的通流面积逐渐增大,即 $A_3>A_2'$,见图5),即 $p_3>p_2$,理想情况下, $p_3^*\approx p_2^*$;③在反动度大于零的压气机级中,工质接受外功后,气流的相对速度 w_1 有所减小($A_2>A_1$,见图5),而绝对速度 c_2 仍然增大。因而工质的静态参数都在逐渐增高,即 $p_2>p_1$ 、 $T_2>T_1$ 、

$h_2>h_1$ 。相应地,在动叶栅出口处工质的总压 p_2^* 、总温 T_2^* 和滞止焓 h_2^* 都有所增大。此后,高速气流将在扩压静叶栅中逐渐减速而增压($A_3>A_2'$,见图5),

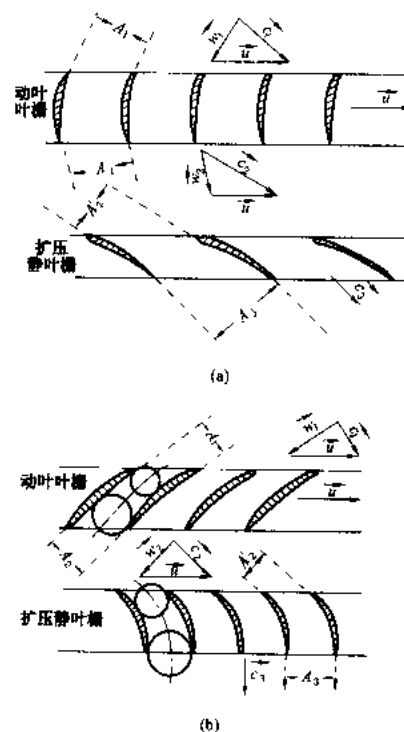


图5 轴流式压气机基元级的平面叶栅
(a) 反动度为零的级; (b) 反动度大于零的级
 c —绝对速度; w —相对速度;
 u —圆周速度; A —通流面积

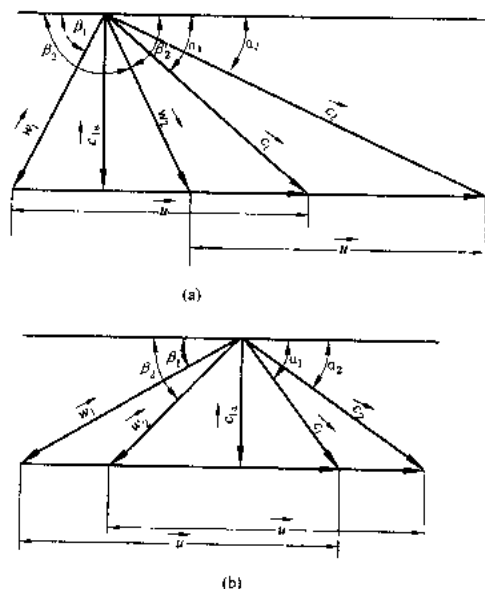


图6 轴流式压气机基元级的速度三角形
(a) 反动度为零的级; (b) 反动度大于零的级
 c —绝对速度; w —相对速度; u —圆周速度

使 $p_0 > p_1$, 而 $p_2^* \approx p_1^*$, 由此达到增压的目的。总之, 在动叶栅中工质通过工作叶轮接受外功, 使之转化为绝对速度动能的增加, 进而在扩压静叶栅中使绝对速度动能减小, 把速度动能转化为压力势能。

轴流式压气机通流部分的形式 多级轴流式压气机的通流部分是由若干个级串联组成的气流通道, 该环形通道的面积以及气流的轴向速度总是逐级减小的。常见的通流部分流道的形状有下表所示的三种形式。

常见的通流部分流道的形式

种类	等外径	等内径	混合型
简图			
特点	各级外径的圆周速度都处于最大值, 有利于提高各级的做功量, 总压比相同时, 级数就少, 气缸加工方便, 转子加工复杂, 末级叶片较短	平均圆周速度是逐渐下降的, 即各级的做功量是逐级降低的, 总压比相同时, 级数较多, 转子加工较易, 末级叶片较长, 有利于提高效率	通常是前几级为等外径, 后几级为等内径, 以保证前几级有较大的做功量, 后几级叶片不会太短, 有利于改善气动性能, 加工则较复杂

压气机的特性曲线 压气机的工作特性可以用无因次参数表示的特性曲线 (如图 7) 来描绘, 它可以确定压气机在各种工况下的通流能力、压比 ϵ 、转速 n_c 以及等熵效率 η 之间的变化关系。即: $\epsilon = p_2^* / p_1^* = f\left(\frac{n_c}{\sqrt{T_1^*}}, q_c\right)$ 和 $\eta = f\left(\frac{n_c}{\sqrt{T_1^*}}, q_c\right)$, 以及压气机的稳定工作范围, 它以喘振边界线为界, 左侧为不能稳定运行的喘振区。其中 p_2^* 是压气机出口的工质总压; p_1^* 是压气机入口处工质的总压; n_c 是压气机的转速; T_1^* 是压气机入口处工质的总温, 即外界大气的温度; $q_c = \dot{M}_a \sqrt{T_1^*} / p_1^*$ 是压气机的折合流量; \dot{M}_a 是进入压气机的工质之质量流量。当考虑透平、压气机和燃烧室三大

部件协同工作后, 就可以在压气机特性曲线上确定出燃气轮机的联合运行线族, 如图 8 所示。进而可以作

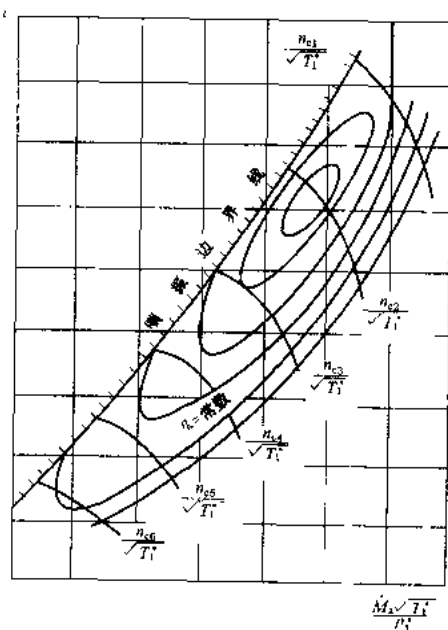


图 7 压气机的特性曲线

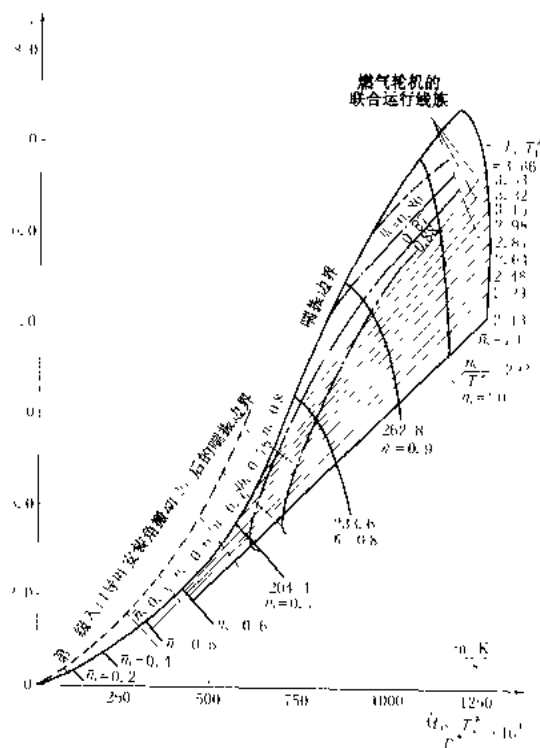


图 8 某台单轴简单循环燃气轮机的通用特性曲线族图

出图 9 那样的燃气轮机的变工况特性线网。当在该图上作出燃气轮机所携带的外负荷之特性线: $p = \text{const}$ (螺旋桨负荷) 和 $n = \text{const}$ (恒速发电机负荷) 后, 就能确定出该燃气轮机在携带不同性质的负荷时, 燃气轮机的变工况特性。此外, 还可以在压气机特性曲线上作出机组在携带不同性质负荷时的变工况运行线 (见燃气

轮机轴系方案), 可以明确地看清机组的稳定运行范围。

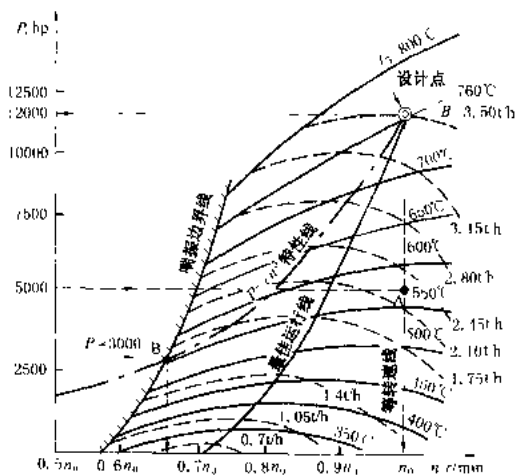


图9 当大气参数恒定时, 单轴简单循环燃气轮机的变工况特性线网

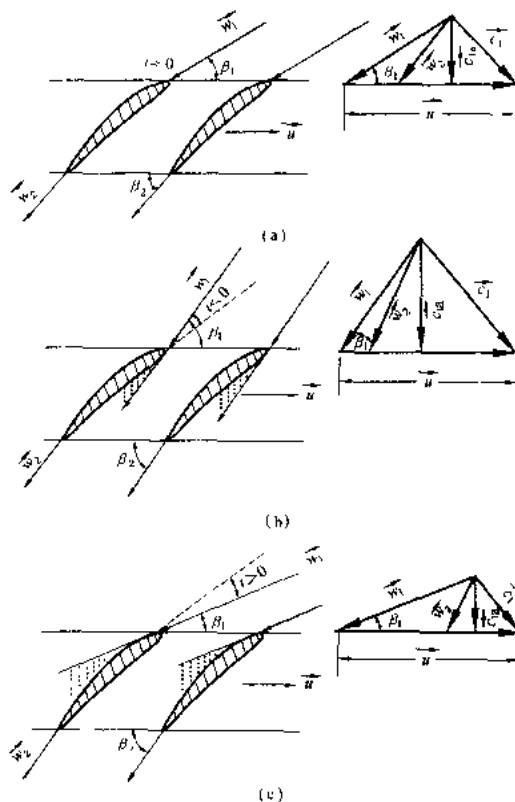
压缩机喘振

压气机喘振 (compressor surge) 压气机严重偏离设计工况运行时发生的一种不稳定的工作状态, 对机组的安全运行有重大危害。

喘振现象 当流经压气机的空气体积流量减少到一定程度时, 压气机运行工况点会进入到压气机特性曲线上喘振边界线的左侧区 (见压气机), 压气机将出现不稳定的工作状态。那时, 空气流量、压力和耗功不断脉动, 甚至会出现倒流现象, 同时伴随有异常的气流喘啸声响和强烈振动, 使压气机叶片经受交变应力, 乃至疲劳破坏。

喘振原因 与压气机通流部分中出现的严重的气流正冲角, 致使气流发生分离流动现象密切相关。当压气机在设计工况下运行时, 气流进入工作叶栅时的冲角 i 接近于零 (见图)。当空气体积流量增大时, 气流轴向速度 c_{1a} 也增大。倘若压气机转速不变, 气流就会在负冲角 ($i < 0$) 条件下流入工作叶栅, 在叶片的内弧壁上发生边界层的局部分离流动。由于惯性力的作用, 这个局部分离区将朝叶片内弧方向挤拢, 致使分离区不会进一步发展。此外, 负冲角的出现还会使压气机的级压比减小, 因而即使发生气流的局部分离区, 也不至于发展成为气流的倒流现象。与之相反, 当压气机的空气体积流量减小时, 气流轴向速度 c_{1a} 也减小, 气流将沿正冲角 ($i > 0$) 方向流入工作叶栅。当正冲角增至一定程度时, 就会在叶片背弧侧发生壁面边界层的分离流动, 并在惯性力的作用下, 使分离区有不断发展扩大的趋势。加之在正冲角工况下, 压气机的级压比会增高,

倘若发生较大的分离区, 就会出现倒流现象。



当叶轮转速恒定而空气流量偏离设计工况时, 气流流入动叶栅的冲角 i 和速度三角形的变化

- (a) 设计工况, $i \approx 0$; (b) 空气体积流量增大时, $i < 0$;
(c) 空气体积流量减小时, $i > 0$ — 绝对速度;
 w — 相对速度; u — 圆周速度

但是上述气流的分离现象并不是在压气机通流部分整个范围内同时发生的。通常, 分离区的宽度只涉及一个或几个叶片通道, 并且沿着叶轮的旋转方向, 以低于转子的旋转速度连续迁移, 这种现象称为旋转失速。

然而, 旋转失速与喘振是两种完全不同的气流流动现象, 但旋转失速却是引起喘振的直接原因。当压气机的空气体积流量继续减小时, 旋转失速就会强化和发展。当它发展到某种程度后, 由于气流的强烈脱离, 增压效应就恶化、压气机出口的压力会突然下降, 以至低于压气机后续工作系统的压力, 致使后续的工作系统会有一些空气倒流回压气机, 后续工作系统的压力就会立即降低。这就会促使进入压气机的空气体积流量自动增加上去, 使旋转失速现象暂时得到缓和。与此同时, 后续工作系统的压力就会再度上升, 促使进入压气机的体积流量重新减少, 旋转失速现象就会再次加剧。这种流量和压力等参数的周期性振荡, 以及气流流动方向交替性变化的现象就是喘振。

研究表明,当压气机在低转速工况下运行时,压气机的前几级容易发生喘振。反之,当压气机在高于设计转速的工况下运行时,压气机的最后几级则容易发生喘振。

防喘措施 具体措施有五种:①设计压气机时,合理选择流量系数。对于恒定转速或允许运行转速稍高于设计转速的压气机来说,应将其后几级流量系数的设计值选得大些。对于经常在低于设计转速工况下运行的压气机来说,则应将前几级的流量系数设计值选得大些,以便减小气流的正冲角,使稳定工作范围扩大。②合理选择运行工况点,使压气机的设计工作点离开喘振边界线有足够的安全裕量。③使压气机进口导叶或前几级导叶做成可旋转的结构形式。低工况时将导叶关小,以消除气流的正冲角。④在压气机的中间某些级安装一个或几个防喘放气阀,以增大流经前几级的空气流量,使正冲角减小。⑤采用双转子压气机轴系方案,即把压气机分成低压和高压两段,分别由不同转速的透平来拖动。利用两段压气机转速的差异,以及每段压气机的压比较低的特点,容易协调各级间空气流动的匹配关系,有利于防止发生旋转失速和喘振现象(见燃气轮机轴系方案)。

yùqì yèpiàn cáiliào

压气机叶片材料 (materials for compressor blade) 压气机叶片工作在空气氧化锈蚀的环境中,必须有良好的抗氧化锈蚀的能力。在海洋条件下工作时,还要有抗海水腐蚀的能力。动叶片还需承受很强的离心应力和振动应力等,要求有高的强度、良好的抗振性能、韧性和抗疲劳强度。

现有的重型燃气轮机压气机叶片的工作温度低于500℃,广泛采用含12%~13%Cr的马氏体不锈钢制造动叶片和静叶片。这是由于,12%~13%Cr钢不但有足够的强度,良好的抗氧化腐蚀性能外,还有优良的抗振性能。航空燃气轮机中为了减轻重量,早期曾广泛采用铝合金做叶片,但由于强度与抗腐蚀性能均较差,现已被钛合金取代。钛合金不仅强度好、较轻,而且抗海水腐蚀的能力强,但高温性能较差,常用作工作温度低于300~400℃的叶片材料。航机改型燃气轮机的压气机叶片一般用钛合金或含Cr不锈钢制造。

yùqì zhuǎnzǐ cáiliào

压气机转子材料 (materials for compressor rotor) 工作时由叶轮和轴构成的转子要承受各级动叶片和自身的离心力、转子弯曲的交变应力,并要传递扭矩,因而要求材料具有高强度和良好的韧性等性能。

• 802 •

现有的重型燃气轮机压气机的轮盘和轴广泛应用CrMoV或CrNiMoV等高强度合金结构钢。在航机改型的燃气轮机中,压气机轮盘也采用上述合金结构钢,但在动叶片用钛合金制成的级中,轮盘也广泛使用钛合金。高压比压气机的最后几级或末级轮盘则采用Cr、Ni不锈钢甚至镍基合金制造。

zhuān suǒ kōngqì xìtǒng

压缩空气系统 (compressed air system)

向火电厂有关设备提供运行、检修、维护用,具有一定压力空气的设备和管道连接系统的总称。压缩空气系统分为厂用空气系统和仪用空气系统。仪用空气系统的压力必须绝对稳定,不受干扰,并能连续安全运行。

厂用和仪用压缩空气系统的设备一般包括吸入空气过滤器、空气压缩机(带中间冷却器)、后冷却器、气水分离器、储气罐等。仪用系统还应设置干燥器、过滤器和必要的缓冲气罐等。空气压缩机有往复式、离心式、回转式、螺杆式等型式。

厂用和仪用空气中的运行空压机总容量应分别满足全厂最大厂用空气消耗量和全厂气动仪表和控制设备的用气量并留有足够的裕度。厂用空气系统中应有100%总容量的备用空压机;仪用空气系统中应有100%总容量的运行备用和检修备用空压机。一般空压机的单机容量为100%总容量。空压机的排出压力应满足用气设备所需的压力要求和克服输送管道的阻力。厂用空气的运行压力一般为0.7~0.8 MPa,仪用空气的运行压力一般为0.7 MPa。空压机应为无油润滑型。

厂用和仪用空气一般需分别设置独立的系统,但可合并布置。当合并布置且厂用和仪用空压机的型式和参数相同时,可以空压机出口设联络母管,两系统间设隔离阀和止回阀,正常情况下厂用系统和仪用系统分开运行。仅在紧急情况下,可将厂用空气作为仪用空气的备用气源,以减少备用空压机台数,提高仪用空气的安全性。

储气罐的台数一般与空压机台数相同。其总容量应满足运行检修的需要。

仪用空气系统中需配置两台100%出力的干燥器,干燥器有“热再生式”和“无热再生式”以及冷冻式等几种。每台干燥器的出力按全厂最大仪用空气量选用。

火电厂中一般设单独的空压机室。独立的空压机室,储气罐布置在室外,控制设备布置在有隔音措施的控制室中。当空压机的噪声和振动很小时也可布置在土厂房底层,但须有适当的检修场地和检修起吊设施。此时,可以不设单独的控制室,而在单元控制室进行控

制。

仅用压缩空气的储气罐后管道应采用不锈钢管。

烟囱

烟囱 (chimney) 把锅炉烟气排入高空加以稀释和扩散的构筑物。主要用于改善烟气对周围环境的污染。

火电厂烟囱一般为独立式。按建筑材料可分为砖烟囱、钢筋混凝土烟囱和钢烟囱三类。

砖烟囱 高度一般不超过80 m。外形呈圆锥形,表面收缩锥度约2.5%。筒壁厚度240~740 mm,用普通砖和水泥砂浆砌筑。为防止筒壁因高温烟气而产生膨胀裂缝,筒壁外面每隔1.5 m左右设一道预应力环箍或在水平砖缝内配置环向钢筋。作为抗地震设防措施,筒壁内须配置纵向钢筋。

钢筋混凝土烟囱 在火电厂得到最广泛的应用。高度一般超过60 m,优点为抗风、抗地震性能好,施工简便,维修量小。外观呈圆锥形,沿高度有一个或数个不同锥度,变化范围为0~10%。筒壁厚度一般为160~900 mm,多采用Ⅰ、Ⅱ级钢筋,混凝土标号C20~C40。

为减少烟气对筒壁混凝土的温度应力和作用,钢筋混凝土烟囱在筒壁内设置隔热层和内衬。按内衬布置方式又可分为单筒式、套筒式和多筒式等三种。

单筒式烟囱 一般用砖作内衬,内衬和隔热层直接分段支承在筒壁内侧挑出的环形挑肩上,靠紧筒壁。这类烟囱的特点是结构简单,造价低,但防腐性能差。具有代表性的是美国密契尔(Mitchell)电厂的烟囱,其高度达1206 ft(368 m)。

套筒式烟囱 的内衬筒与钢筋混凝土筒壁完全分开,两筒之间留有通风和检修通道。内衬筒采用分段支承或自承重形式,这种烟囱的特点是:钢筋混凝土筒壁基本上不会受到烟气的温度膨胀和腐蚀作用。具有代表性的是美国荷马城(Homer City)发电厂高1216 ft(371 m)的烟囱。中国最高的套筒式烟囱为270 m,建在山西省神头等几个发电厂。

多筒式烟囱 又称集合式烟囱,为多个排烟筒设置在同一个钢筋混凝土外壳内,每台锅炉各用一个排烟筒,可供多台锅炉使用,并保持烟筒的出口流速变化幅度,排烟筒一般为钢制,可通过各层平台分段支承或悬吊在钢筋混凝土筒壁上,也可采用独立自承重形式直接支承在烟囱基础上。多筒式烟囱的特点是耐久性好,当一台或几台锅炉停用时,其余锅炉的烟气排放稳定,热浮力不变;一个烟筒检修时,不影响其余烟筒的运行。具有代表性的是英国德拉克斯(Drax)电厂860 ft(264 m)高的三筒式烟囱。中国华能上海石洞口第二电

厂也采用多筒式烟囱,高度为240 m。

钢烟囱 结构重量小、有延性,抗震性能好,适用于场地土质条件差的地区。但该类烟囱耐腐蚀性差,需经常维护。钢烟囱按结构外形又可分为拉线式、自立式和塔架式等。

设计特点 烟囱设计除满足强度要求外,钢筋混凝土和砖烟囱还应控制裂缝开展宽度,烟囱的倾斜和沉降量亦应加以限制。对钢烟囱还应核算稳定性。对超高烟囱有时应核算施工阶段的结构震动。烟囱和相邻建筑物间应留沉降缝。

必须充分考虑烟气对烟囱的作用和影响。要限制结构材料的受热温度,注意高温对材料物理性能产生的影响。结构不均匀受热产生的温度应力是烟囱设计的主要考虑因素,而且温度应力和其他荷载作用应力组合时会产生衰变。

烟气的腐蚀作用会降低结构耐久性,这种作用与烟气的含硫量、含水量和压强等因素有关。燃用高硫煤的火电厂,如装有脱硫装置,烟气的腐蚀作用一般特别严重,在选择防腐蚀措施时应注意。

在西欧有些火电厂,将经过除尘、脱硫、脱硝,达到排放标准的烟气,通过管道引入自然通风冷却塔的淋水装置上部排放,既取消了烟囱,降低工程造价,又增加了自然通风塔内气流上升能力,有利于冷却效果。

烟囱施工

烟囱施工 (chimney construction) 大中型电厂均采用钢筋混凝土烟囱或钢烟囱。20世纪80年代开始建造了套筒多管式烟囱,其外筒壁多为混凝土结构,内排烟管用钢管的,也有用砌体的。钢筋混凝土烟囱多用井架法、滑模法或升模法施工。钢烟囱用整体组立或分件吊装施工。套筒多管式烟囱的排烟管为钢管时,常在外筒壁完成后再行安装,当为砌体时,在外筒壁和筒内各层平台完成后进行。烟囱外壁还设有检修爬梯、各层钢平台和航空警灯等,需随时配合筒身施工进行安装。最后还要按照当地航管部门的意见用油漆涂刷醒目的航空警视色环。

钢筋混凝土烟囱施工 有井架法、滑模法和升模法等几种施工方法。

井架法 使用定型的竖井架、工作台、模板、吊笼、电梯等配套设施进行施工。竖井架底座有9孔和16孔两种,根据荷重和高度选用。物料靠工作台上的扒杆和吊笼运送,井架内设爬梯供人员上下。筒壁内外模板用人工提升,筒壁混凝土采用机械震捣,低处可用混凝土泵输送浇筑。

滑模法 模板与操作平台同时逐步上升,绑扎钢筋和浇筑混凝土作业在平台上交替进行。滑模施工的

要点是：滑模设施设置在底部已浇筑好的烟囱筒座上，即沿筒壁周围按需要均匀埋设足够数量的支承爬杆（圆钢），每根支承杆上装设一个爬升式液压千斤顶，藉以支撑门架及操作平台，千斤顶由统一的液压系统控制同步动作，平稳爬升，内外模板固定在门架上，随之一起滑升。其结构见图1。爬升式液压千斤顶有上下两个卡头，上升时，上卡头卡紧支承杆受力，下卡头松开，千斤顶上升带动门架及操作平台上升一个行程，一般为20~30cm，此时，下卡头随同一起上升；下一个动作是，下卡头卡紧支承杆，上卡头松开，千斤顶活塞上升一个行程，上卡头随之上升，完成一个循环。

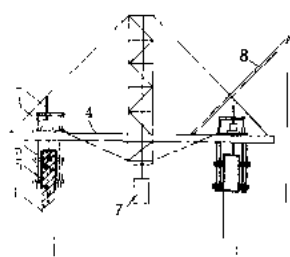


图1 滑模施工装置示意图
1—筒壁；2—支承杆；3—千斤顶；4—操作平台；5—门架；6—模板；7—吊笼；8—扒杆

混凝土由吊笼运送，钢筋等长料用设置于平台上的扒杆吊运。混凝土脱模时强度不低于0.2MPa。安排得当，一般都可以连续作业。在筒身增高时，支承杆也跟着接高。模板由固定模板、抽拔模板和收分模板三种组合而成，施工中随烟囱直径的逐步变小，操作平台的直径随着收小，门架需相应向筒心内移（调径），模板也要不断收分。当收分模板与抽拔模板相碰时，抽除一块抽拔模板，按此直至筒顶。滑模施工中要经常进行中心线测量，检查各千斤顶的升差和烟囱垂直度偏差，随时进行调整。垂直度测量可用激光准直仪测量。

滑模施工可分单滑、双滑及内砌外滑三种。单滑是仅对筒身混凝土进行滑模施工，待筒身混凝土全部完成后，在筒内另设升降平台，自下而上砌筑内衬体。双滑是同时进行筒身混凝土和内衬混凝土上的浇筑，外壁和内衬之间设有隔热层，隔热层多用水泥珍珠岩板，内衬多为较耐腐蚀的陶粒混凝土等。内砌外滑是筒身滑升时，仅设外侧单面模板，内模靠超前施工的内衬体代替模板。通常内衬用陶粒混凝土预制块或耐火砖或红砖，并用耐腐蚀砂浆砌筑。

升模法 主要特点是：提升时，模板与筒壁脱离，模板与混凝土不再存在互相依存、互相摩擦的滑动问题，操作架及模板等施工设施，通过对销螺栓固定在下方具有一定强度的筒壁上。提升时将销螺栓拔出，将该孔用砂浆封堵。该法有用人工提模和电动提模两种。

钢烟囱施工 自立式烟囱可在现场组合，用起重机或倒落式扒杆进行整体竖立就位。塔架式烟囱的下部部分可用起重机对塔架和烟囱分段交叉吊装，上面

部分塔架可在已装塔架上立扒杆散件吊装，再利用塔架吊装烟囱。

套筒多管式烟囱施工 外筒身的施工与一般烟囱相同。当内排烟管为砌体时，有随外筒身同步砌筑的，也有在外筒到顶后分段砌筑的。当内管为钢质时，一般在外筒身完工后进行。普遍用倒装法施工：即先将顶部一段在筒底竖向组装完成，然后提升，再在下面组合一段再提升。因施工后阶段排烟管重达数百吨，故需专门设备和工艺，常用的有液压顶升、液压提升和气压浮升法。

液压顶升 使用三根立柱作受力柱架，在立柱上装专用的长油缸液压千斤顶，用千斤顶的活塞顶升内管，然后千斤顶在立柱上移升，循环动作将内管逐步向上顶升。每顶完一段后将另一段管件送入下面，与上面管段组合焊接后再顶升。顶升时严格要求三点同步保持水平。故需采用精密的自动控制装置系统。内管上升时，顶部为自由端，依靠在筒身内设计的各层钢筋混凝土上平台上设置的导向装置保持垂直。

液压提升 将外筒顶的封顶平台加强后设置提升用的穿心式液压千斤顶。将特制钢丝绳穿过千斤顶后放到筒底和钢排烟管连结。启动液压系统将钢丝绳提升，将钢排烟管升到一定位置后，再运入下面一段管，组装完成后再提升。

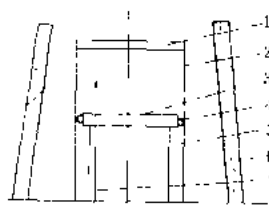


图2 钢排烟管气压浮升法施工

1—排烟管临时封头；2—钢排烟管；3—内圆柱；4—密封圈；5—内圆柱；6—外筒身；7—进气管

气压浮升 把排烟管顶部用临时封头密封以承受气压。在地面上安装一内圆柱，在它的顶部外圆周装密封圈与排烟管内壁相接作密封用。压缩空气经内圆柱顶部进入内管内（图2），气压即将排烟管顶升。所用压缩空气最大压力约为0.2MPa，顶升设备较简单。

烟囱有效高度

（effective stack height）

见烟羽抬升。

烟囱挡板调温

（steam temperature control by gas-bypass damper）

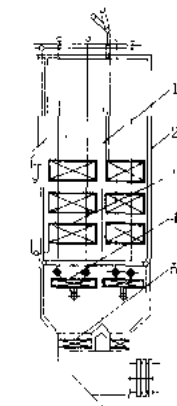
利用烟气挡板的不同开度改变平行烟道内的烟气流速来实现汽温调节的方法。用膜式壁将对流烟道分成并联的主烟道和旁通烟道，在主烟道中布置再热器，旁通烟道中布置过热器。

(见图), 分别调节布置在两个平行烟道出口中的挡板开度, 改变通过烟道的烟气流量, 从而改变其内受热面的吸热量, 达到调节再热汽温的目的。

挡板开度一般在 $0 \sim 40\%$ 范围内调温效果较好, 因为挡板开度与汽温变化不成线性关系。为了防止挡板变形, 应将其布置在烟温低于 $400 \sim 500^\circ\text{C}$ 的区域内, 并注意尽量减轻挡板磨损。烟道隔墙要注意密封。当再热器与过热器并联布置时, 过热器应有较强的辐射特性, 以使过热器与再热器的吸热特性相适应, 有利于汽温调节。

烟道隔墙可以平行于前墙, 也可垂直于前墙。

烟道挡板调温, 设备简单, 操作方便, 调节比较灵敏。



烟道挡板
1—烟道隔墙; 2—过热器; 3—再热器; 4—省煤器; 5—烟气挡板

yan feng mei fen guan dao she ji

烟、风、煤粉管道设计 (design of flue gas, air and pulverized coal ducts) 常规锅炉燃烧系统中输送烟气、冷空气、热空气、原煤、煤粉等介质的管道及其附件的计算、选择和布置。

烟、风、煤粉管道的设计, 应根据烟风系统、煤粉制备系统及厂房布置条件进行, 做到运行安全可靠、技术先进、经济合理、安装维修方便, 输送介质的流量、压降和分配均匀性应满足正常运行的需要, 在结构上必须有足够的强度、刚度和耐久性。

烟道 锅炉尾部从空气预热器排出的烟气, 经除尘、脱硫后排向烟囱的管道。多数为钢制, 接至烟囱前的总烟道有时也可采用钢筋混凝土框架结构的砖烟道或钢筋混凝土烟道。钢烟道中的最高烟速为 15 m/s , 混凝土或砖烟道的最高烟速为 $10 \sim 12 \text{ m/s}$ 。烟道的结构设计要求严密, 并能随温度变化胀缩, 还应考虑烟尘、飞灰沉积在烟道中时的清理措施。

风道 包括输送冷空气的冷风道和输送热空气的热风道。按照锅炉燃烧和磨煤机干燥、输送的需要, 分

次风道和二次风道, 通常, 一次风道输送锅炉需要总风量的 $15\% \sim 30\%$, 二次风道输送 $70\% \sim 85\%$, 一、二次冷风道还附加输送空气预热器的漏风量。冷风道的风速一般取 $10 \sim 12 \text{ m/s}$, 热风道的风速取 $15 \sim 35 \text{ m/s}$ 。

煤管道 分为原煤管道、制粉管道和送粉管道三类。

原煤管道是原煤仓至给煤机和给煤机至磨煤机之间的管道, 宜垂直布置, 受条件限制时, 其与水平面的

倾斜角不宜小于 60° 。原煤管一般用 8 mm 钢板 (或内衬耐磨材料) 制成, 在易堵部位可设置捅煤孔。

制粉管道是中间储仓式制粉系统中将煤粉送到煤粉仓的管道。制粉管道与水平面的倾斜角, 对气粉混合物应不小于 45° , 对煤粉应不小于 50° 。管道通常用 5 mm 壁厚的钢板卷制。制粉管道流速不低于 12 m/s , 一般取 $14 \sim 18 \text{ m/s}$ 。

送粉管道指把煤粉送入锅炉燃烧器的管道, 通常由壁厚为 $8 \sim 10 \text{ mm}$ 的钢板卷制, 弯头部位须考虑防磨措施。送粉管道的流速一般为 $22 \sim 28 \text{ m/s}$, 对储仓式系统热风送粉的送粉管道流速为 $28 \sim 32 \text{ m/s}$, 当锅炉或磨煤机低负荷运行时, 对水平布置送粉管道中的流速应不小于 18 m/s 。

烟、风、煤粉管道附件 主要有补偿器、风门挡板、可调缩孔、防爆门、支吊架等。

(1) 补偿器 用来补偿、吸收烟风煤粉管道的热胀和振动, 一般装设在介质温度高于 70°C 的烟风煤粉管道上, 和随燃烧器一起向下膨胀的送粉管道以及除尘器、送、吸风机的进、出口部位上, 用来减小烟风煤粉管道运行中对设备的热胀推力和吸收风机对管道的振动。烟风道和制粉管道的补偿器通常用薄钢板或非金属材料制成波形节, 在送粉管道上须采用密封性能好、补偿量大的三维补偿装置。补偿器与管道的连接方式有铰接、导向和桥架式等, 根据布置方式和受力要求来选用。在烟道上使用的补偿器应设有内套管以避免波节积灰。

(2) 风门、挡板 具有关断和调节两种功能, 可分为插板式隔绝门 (泄漏率为零)、挡板式隔离门 (泄漏率应小于 2%) 和挡板式调节门三类结构型式。风门附有就地手动或远方遥控的操作机构。手动风门一般采用蜗轮箱传动装置。当风门布置在有热位移的部位时, 在轴上装设带有伸缩节的万向接头。

(3) 煤粉缩孔 用来平衡多根送粉管道之间的阻力差异, 使之分配均匀。有固定式和可调式两种, 通常推荐采用可调缩孔。

(4) 防爆门 见防爆设施。

(5) 支吊架 承载烟风煤粉管道荷重的部件, 有单拉杆吊架、双拉杆吊架、固定支架、滑动导向支架、限位支架等。当管道由冷态过渡到热态, 为满足管道支承点处单方向位移时, 可采用弹簧支吊架或滑动导向支架。滑动弹簧支架可用于水平和垂直方向的双向位移。当管道支吊点垂直位移较大或需要限制转移荷载时, 可采用恒力支吊架。刚性支吊架只适用于管道支承点没有垂直位移及水平方向位移较小的场合。为了避免因锅炉回火或磨煤机爆燃而引起管道内积粉燃烧, 降低吊板与管道间的焊缝强度, 除无烟煤而外, 送粉管道

支吊架管部不应采用焊接吊板结构。

， m² long × long

烟风系统 (gas and air system) 锅炉燃烧系统中将冷空气升压、加热后送往磨煤机和燃烧器的空气管道和将燃烧产物从炉膛中抽出、经净化后排至烟囱或部分返回磨煤机的烟气管道、管道附件和相关设备的组合。

烟风系统组成 通常烟风系统可分为烟气、冷风和热风三个部分。烟气系统包括空气预热器出口至烟囱前的烟道、烟气再循环管道、磨煤机干燥用的高、低温烟道和混合室至磨煤机进口的干燥管及相关设备。冷风系统包括吸风口至空气预热器的冷风道、磨煤机及其它调温用的压力冷风道，双进双出钢球磨煤机冷辅助一次风风道，磨煤机、给煤机的密封风管道，炉膛火焰检测器冷却风道，点火风机风道，微正压锅炉的密封风道，锅炉尾部支承梁冷却风道及相关设备。热风系统包括空气预热器出口风箱，燃烧器的二次风道，热风送粉用的热风道，磨煤机干燥用的热风道，排粉机进口的温风道，热一次风机进口的热风道，烟气干燥混合器的热风道，热风再循环管道，锅炉间热风联络管，三次风喷口冷却风道，风扇磨煤机密封风道，空气预热器低温段出口至磨煤机和排粉风机的温风道，双进双出钢球磨煤机热辅助一次风道，炉排锅炉一、二次风道及相关设备。

大中型电厂的锅炉，一般配置双路并列的空气、烟风通道，装设两台送风机、引风机和一次风机。当其中一侧风机因故障停用时，另一侧风机应能满足锅炉最低不投油稳燃负荷的需要。为此，对冷、热一次风均设置炉前环形联络管，对冷、热二次风均设置就近联络风道，对静电除尘器进口或出口设置一根联络烟道。联络风道和联络烟道的通流截面积按 30%~35% 锅炉最大连续出力时的烟风量来设计。

烟风系统的风机设置 见风机选择。

烟风系统的风门设置 空气预热器热端均需设烟风门，空气预热器冷端不设烟风门；静电除尘器进出口一般不设门；引风机出口、入口调节挡板前均需设门；静电除尘器联络烟道上可不设门；送风机和一次风机出口均需设门。在磨煤机入口冷、热风道上通常各设两道门，按气流方向隔离门在前，调节门在后。当磨煤机采用大气式冷风门调温方式时，冷风门应在调节门之后的负压区内。对正压直吹式制粉系统，磨煤机入口的热风隔离门需采用气动快关式严密关闭门；冷一次风机出口也宜采用快动式关闭门。

空气预热器进风加热系统 为防止空气预热器产生低温腐蚀和堵灰，通常采用热风再循环或暖风器这

两种方法来提高空气预热器的进风温度。

通常用空气预热器冷端平均温度 (ACET) 作为评估空气预热器低温腐蚀和堵灰危险性的指标，其定义为：

ACET = (空气预热器入口空气温度 + 不考虑漏风修正时的排温烟度) / 2

ACET 的最小值与燃料特性及受热元件的材质有关；燃油时的 ACET 要高于燃煤的；燃料含硫较高时要求 ACET 也较高；采用表面涂瓷的受热元件，其 ACET 可比碳钢元件的要求低。

暖风器系统 对采用回转式空气预热器的锅炉大多选用暖风器系统。对三分仓空气预热器的一次风侧是否需设暖风器，视空气预热器结构特点而定，当预热器转子旋转方向使一次风道先接触高温受热元件时，可不设一次风侧暖风器；但对双流道型风罩旋转式预热器，一、二次风侧均需设暖风器。

暖风器布置方式的特点比较见表。

暖风器布置方式特点的比较表

布置方式	立式布置在预热器前水平风道上	水平布置在垂直风道上
暖风器运行条件	不受预热器吹灰、冲洗污水和杂质的污染	因易受预热器吹灰或冲洗污水的污染影响，常引起阻力的增大
维修条件	较方便	不方便
布置条件	暖风器疏水点位置低，不易采用疏水泵，宜采用疏水器自流疏水至低压疏水系统，热经济性较低	可采用疏水箱、疏水泵将疏水压送到除氧器，热经济性较高

热风再循环系统 宜用于管式空气预热器或用在煤质条件较好、环境温度较高的地区。回转式空气预热器采用热风再循环系统时应考虑风机和风道的带灰防磨要求，热风再循环率不宜过大。

yanqi chengfen jiance

烟气成分检测 (flue gas composition measurement)

烟气中各成分的定量分析。这对于确定燃烧产物中化学未完全燃烧损失，计算过量空气系数以判断燃烧情况，以及控制有害气体（如 SO₂ 和 NO_x 等）的排放量等都是十分重要的。

烟气成分准确检测的首要条件是分析气样应具有代表性。为加快检测系统的响应，应尽可能缩短取样管路，可以将取样器设置在大口径旁通烟道内，或直接在烟道内装置内置式检测元件。

根据国家环保局规定，烟气连续在线监测项目主要包括：颗粒物（烟尘）、二氧化硫 (SO₂) 和氮氧化物 (NO_x)；为了判断锅炉的燃烧质量，使过量空气系数保

持在一定范围内,还应了解炉烟中可燃气体(一氧化碳)的含量,因此还需检测氧含量和一氧化碳的含量。在一些大电厂中还要求采用烟气连续监测系统(continuous emission monitoring system, CEM)。

烟尘连续监测仪 多采用不透明度来进行测量。在烟道内径的相对侧分别装激光发射器和接收器,激光通过烟气时,被烟气中颗粒物吸收和散射,随炉烟中颗粒的多少而使对侧接收到的光强度变化,通过烟气后的光强与原来光强的比值称透光率,由透光率的变化定量烟气中含尘的浓度。

二氧化硫(SO_2)分析仪 连续监测 SO_2 有多种方法 其中紫外荧光法的原理是:一定波长(214nm)的紫外光照射到含有 SO_2 的气样上,激发 SO_2 产生荧光,用光电倍增管检测荧光强度,从而测定烟气中 SO_2 浓度。

氮氧化物(NO_x)分析仪 连续监测 NO_x 有多种方法。其中化学发光法的原理是利用 NO 和 O_3 反应产生激发态 NO_2^* , 激发态 NO_2^* 转为常态 NO_2 时, 伴随有光子发射, 产生化学发光, 测量发光强度即可得 NO 浓度。另有脉冲荧光法, 它是将一定波长的紫外光照射到含有 NO_2 的气样上, 激发 NO_2 产生荧光, 用光电倍增管检测荧光强度, 从而测定烟气中 NO_2 的强度。

一氧化碳(CO)分析仪 连续监测 CO 有多种方法, 目前多采用红外分析法。 CO 对红外线有按波长选择性吸收其能量的效应, 这个波长称为 CO 的特征吸收带或特征波长。将红外线通过待测烟气, 测量透过烟气后 CO 特征波长上的红外辐射强度, 就可得到烟气中所含 CO 的浓度。

氧(O_2)分析仪 电厂中常用的氧分析仪有热磁式氧量仪和氧化锆氧量仪。

(1) **热磁式氧量仪** 利用烟气成分中氧的磁化率特别高这一物理特性来测定烟气中的含氧量。氧为顺磁性气体, 在不均匀磁场中受到吸引而流向磁场较强处, 在该处设有加热丝, 使此处氧的温度升高而磁化率降低, 因而磁场吸引力减小, 受后面磁化率较高的未被加热的氧化子推挤而排出磁场, 由此造成“热磁对流”或“磁风”现象。在一定的气样压力、温度和流量下, 通过测量磁风大小就可测得气样中的含氧量。根据磁风测量方法和敏感元件结构的不同, 热磁氧量计又可分为外对流式、内对流式和磁力机械式等型式。

(2) **氧化锆氧量计** 以掺杂有一定数量氧化钙或氧化钇的烧结氧化锆作为固体电解质的氧浓差电池, 氧化锆管内外两侧用高温烧结等方法贴附上金、银或铂的多孔性电极和引线, 当分置两侧的被测气体和参比气体的总压相等时, 可通过测量电极上的浓差电势来检测被测气体氧含量。测量时必须控制电极温度为定值或采用温度补偿措施, 电极通常工作温度为 750

~900℃。

气相色谱仪 基于色谱分离技术和检测技术, 分离并测定气样中各组分浓度, 因此是全分析仪表, 在电厂锅炉试验中, 已有应用。工作时, 从进样装置定期采取一定容积的气样, 在流量一定的纯净载气(即流动相)携带下, 流经色谱柱, 色谱柱中装有称为固定相的固体或液体, 利用固定相对气样各组分的吸收或溶解能力的不同, 使各组分在两相中反复进行分配, 从而使各组分分离, 并按时间先后流出色谱柱进入检测器进行定量测定。最常用的检测器有热导式检测器和氢火焰离子化检测器等。气相色谱仪的优点是灵敏度高、适合于微量和痕量分析, 能分析复杂的多相分气体, 缺点是定期取样不能实现连续进样分析, 系统较为复杂。目前已出现采用计算机控制仪表系统的操作和进行数据运算的气相色谱仪, 并可进行组分超限报警, 还具有自动检查仪表故障等功能。

yanqi jinghua zhuangzhi

烟气净化装置(增压流化床锅炉) (flue gas cleanup facility of PFBC) 增压流化床联合循环(PFBC-CC)发电系统内用于烟气高温除尘, 使进入燃气轮机的烟气得到净化的装置。

工艺要求 进入高温除尘器的烟气压力一般为 0.6~1.2 MPa, 温度为 840~860℃。按照目前以油和大天然气为燃料的工业燃气轮机, 燃气轮机入口允许的含尘量为 5~10 mg/[m³(标准)], 以煤为燃料的燃气轮机, 要达到这种要求, 有相当的难度, 这也是以煤为燃料的燃气-蒸汽联合循环从 20 世纪 40 年代以来长期难以实现工业应用的主要原因。近十多年来, 由于 PFBC 技术和燃气轮机技术本身的发展, 燃气轮机叶片采用防磨、防腐蚀的涂层、加厚叶片和改进流道等措施, 使得 PFBC-CC 电站的燃气轮机, 已经能够接受入口烟气中的含尘量为 300~350 mg/[m³(标准)], 相应大于 10 μm 的尘埃粒子基本除尽。现在的第一代 PFBC-CC 电站的高温除尘装置采用二级旋风式高温除尘器, 就是达到这种水平。为了使第一代 PFBC-CC 电站燃气轮机的寿命更长和发展第二代 PFBC-CC 技术的需要, 要求燃气轮机入口烟气的含尘量在 30 mg/[m³(标准)] 以下, 即要求除尽大于 5 μm 的颗粒, 则必须采用高温移动床颗粒层过滤器或高温陶瓷管式或片式过滤器、高温陶纤袋滤器等方式。

旋风式高温除尘器 对于第一级旋风式高温除尘器, 因入口灰浓度较高, 达 20~50 g/m³(标), 要求有耐磨衬里, 一般采用单管式高效旋风分离器。第二级高温除尘器金属壁的关键部位要求耐磨, 可以用单管式高效旋风分离器, 为了达到更好效果, 也可用小多管

式旋风分离器,小多管旋风筒直径为150~200 mm,已成功实现工业应用。

高温移动床颗粒层过滤器 这种装置依靠烟气流过移动颗粒层,将烟气中的含尘颗粒过滤下来,能够除尽大于5 μm 的颗粒,主要的技术难点在高温下的反吹及输送,目前尚未达到工业应用。

高温陶瓷管式过滤器 采用多根耐高温的陶瓷多孔滤料管的组合,含尘烟气在滤料管的外部进入,净化后的烟气从管内流出。滤料管沉积的尘粒,经周期性反吹后排除,达到滤料管长时间内阻力特性保持不变。它能够除尽大于5 μm 的颗粒,出口烟气含尘量在5 mg/m^3 (标)以下。主要技术关键为:滤料管必须有强的抗热震性和一定的耐腐蚀性;脉冲反吹系统具有良好的性能,使滤料管的压降稳定;滤料管和管板间的固定和密封。德国和日本目前处于技术领先地位,日本北海道的苫东厚真(Tomato-atsuma)80MW PFBC-CC电站中,高温陶瓷管式过滤器至1998年3月达到累计6000多h的运行记录,连续运行1000多h。目前尚未达到工业应用水平。

烟气排放控制

烟气排放控制 (emission control of flue gas)

应用物理的、化学的、或物理化学的方法,以减少烟气中的污染物质,使其符合有关标准的环境保护措施。它是大气污染防治的一个重要方面。

烟气是燃料燃烧的产物,它是由多种物质组成的混合物,其中有些是公认的有害物质,如粉尘、硫氧化物(SO_x)、氮氧化物(NO_x)、一氧化碳(CO)、碳氢化合物(C_mH_n)等;二氧化碳(CO_2)近年来则普遍被认为是造成大气“温室效应”的关键气体。

电站锅炉的设计和运行均以提高燃烧效率为主要目标,因此 CO 和 C_mH_n 的排放量一般很小。燃用烟煤的煤粉炉所排放的 CO 和 C_mH_n 分别为0.5 kg/t 煤和0.15 kg/t 煤,而粉尘、 SO_2 和 NO_2 的排放量则大得多,对环境的影响较大。根据中国环境保护总局1997年公布的数据,全国工业源排放的烟尘为1565万t, SO_2 为1852万t,其中电力系统火电厂烟尘排放量为331万t, SO_2 为683万t,分别占工业源总排放量的21%和37%。为防止大气污染,世界各国均颁布了烟气排放标准,规定有关污染物最高允许排放量,以促进企业采取控制措施。

烟气排放控制有两种不同的途径。一是设法减少排放的污染物质,二是采用高烟囱扩散稀释。在地形和气象条件有利的情况下,高烟囱能较有效地控制污染物的地面浓度,满足当地的空气质量标准。但在地形复杂,且气象条件不利的情况下,会在当地形成明显的大

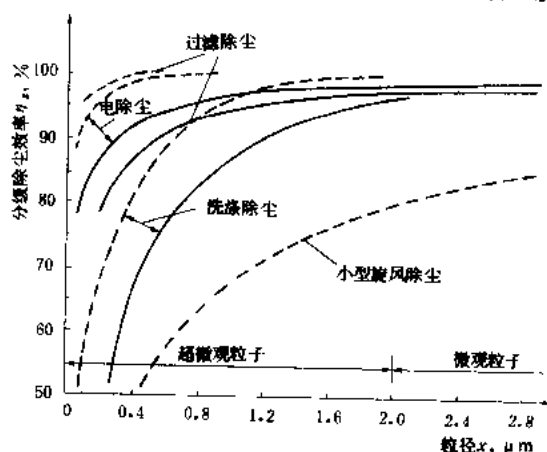
气污染。另外,由于烟气的远距离输送, SO_2 的迁移转化,还会形成酸雨。所以,减少或消除污染物排放才是积极的控制途径。

粉尘排放控制 粉尘主要是燃料中的灰分在炉内高温煅烧后的产物和少量未燃烧的炭粒。一部分粉尘随烟气逸出锅炉,称为飞灰。一部分沉积在炉内,称为炉底灰(亦称渣)。飞灰与炉底灰的比例随燃烧方式的不同而异,固态排渣煤粉炉的飞灰占80%~90%,炉底灰占10%~20%;液态排渣煤粉炉的飞灰占60%~80%,炉底灰占20%~40%;旋风炉飞灰量较少,仅10%~40%。飞灰表面常带有硫酸盐、微量金属和有机化合物,其中有些微量元素如砷、硒、镉、铬、铍等是有毒物质,苯并(a)芘有机物是致癌物质。粉尘控制方法分燃烧前控制和燃烧后控制两类。

燃烧前控制是对燃料进行预处理,如洗煤、煤的气化和液化等(见洁净煤技术),以减少燃料中的灰分和硫分。燃烧后控制主要是在锅炉尾部安装合适的除尘器。

除尘器是将粉尘从烟气中分离出来并加以捕集的装置。1668年英国加斯洛发表《消烟机械》论文,提出烟气除尘的方法和设备。1885年美国人汉斯发明离心除尘器。1920年后,随着工业的发展,各种除尘器相继出现。按其工作原理可以分为机械除尘器、洗涤除尘器、过滤除尘器、静电除尘器和声波除尘器五大类。每一大类又有多种型式。它们的除尘机理是利用作用于粉尘颗粒的重力、惯性力、离心力、扩散黏附力、电场力和声场力等中的一种或两种以上,把粉尘从气流中分离出来,并用适当的装置捕集。

火电厂中最常用的除尘器有旋风除尘器、水膜除尘器、文丘里除尘器(见湿式除尘器)、干式静电除尘器、袋式除尘器。通常,对于大容量锅炉,一般均采用干式静电除尘器。除尘器的除尘效率随粉尘特性、除尘器结构和运行工况的差异而有所不同。图示为火电厂



各种除尘装置的分级除尘效率

常用的四种除尘器的分级除尘效率曲线。

在选择除尘设备系统时,除考虑粉尘排放标准,除尘设备的除尘效率、灰渣综合利用途径和有关技术经济指标外,还应掌握:①粉尘特性:包括粒径分布、浓度、密度、比电阻、磨损性、黏结性、吸湿性、放射性和化学成分及回收价值;②烟气特性:包括流量、温度、压力、湿度、成分、腐蚀性和反应活性。火电厂常用除尘器的性能见表。

火电厂常用除尘器的性能

型式	适用粒径范围 (μm)	总除尘效率 (%)	阻力 (Pa)
旋风除尘器	3~100	70~85	400~1300
膜除尘器		85~90	600~1200
文丘里除尘器	0.1~100	92~95	800~1700
袋式除尘器	0.05~20	≥ 99	1000~2000
静电除尘器	0.05~20	≥ 99	100~300

硫氧化物排放控制 锅炉烟气中的硫氧化物是燃料中硫化物在燃烧过程中氧化生成的。其中 90% 以上是二氧化硫(SO_2)。三氧化硫(SO_3)只占 1%~4%。 SO_3 遇水汽形成硫酸雾并凝结在飞灰表面,是可见烟羽的组成部分。所以,硫氧化物排放控制主要是指二氧化硫的控制。

降低二氧化硫排放浓度的办法有:①改用低硫燃料;②燃料脱硫,方法有洗煤、煤的气化和液化。洗煤工艺成熟,但洗煤只能除掉大部分无机硫。煤的气化正处于工业试验示范阶段,如整体煤气化联合循环。③烟气脱硫,这是当前国际上普遍采用的办法,方法有百种之多,而且在不断发展和提高;④燃烧脱硫,它是燃料燃烧与脱硫反应同时进行,其方法是在燃烧过程中加入适量的石灰石等碱性吸收剂。炉内喷钙、流化床燃烧就属于这种工艺。

氮氧化物排放控制 氮氧化物包括 NO 、 NO_2 、 N_2O 、 N_2O_3 、 N_2O_4 和 N_2O_5 等。燃料燃烧生成的氮氧化物主要是 NO (约占 95%) 和少量的 NO_2 及 N_2O 。它是燃料中的有机氮化物和空气中的氮分子在火焰中及火焰周围的高温区形成的,前者称为“燃料型” NO_x ,后者称为“热力型” NO_x 。研究表明:燃料型 NO_x 的生成与燃料的含氮量和火焰中及其周围的氧浓度有关。燃料中的氮化物在高温作用下分解为 NCH 和 NH_3 ,这些不稳定(中间产物)物质在富燃(缺氧)条件下还原成 N_2 ,在贫燃(富氧)条件下则氧化为 NO 。热力型 NO_x 的生成率与燃烧温度和燃烧区的氧浓度有关,降低燃烧温度和过剩空气量,可以减少热力型 NO_x 的生成。

氮氧化物是参与光化学反应并形成光化学烟雾的

关键组分,许多国家如联邦德国、日本等对氮氧化物的排放标准做了严格的规定,并采取了控制措施。中国 1996 年颁发的 GB13223-1996《火电厂大气污染物排放标准》中首次对火电厂 NO_x 排放浓度限值做了规定。控制方法可分为两大类:燃烧脱氮,改进燃烧过程,以限制 NO_x 的生成;进行烟气脱氮,以减少已生成的 NO_x 。

改进燃烧过程的方法主要有:①低过剩空气运行:在不影响锅炉安全经济运行的条件下,尽可能地降低炉膛的过剩空气量(即比正常值 10%~25% 更小)。试验表明,随燃料与空气分布均匀程度的不同,炉膛剩余氧量每降低 10% 时,可减少 NO_x 生成量 10%~20%。②多级进风:又称分段送风,方法是将等于或小于燃烧所需的理论空气量随燃料一道进入炉膛,其余约 10%~20% 的空气通过上部燃烧器或者炉膛特设的开孔进入火焰之上。这样, NO_x 的排放量可减少 15%~30% 左右。③分段燃烧:把炉膛分成上下两个燃烧区,下区以富燃(风量等于或小于化学计算量)方式运行,以控制 NO_x 的生成,上区以贫燃(风量大于化学计算量)方式运行,以完成燃尽。这一方法只在燃气及燃油的锅炉上得到验证,可减少 NO_x 排放约 20%。④烟气再循环:用再循环风机从锅炉尾部抽取适量的烟气混入所有的二次风或部分二次风中,以降低燃烧温度和过量空气系数,达到减少热力型 NO_x 的生成。该法用于燃煤炉时,可降低 NO_x 排放 20%~30%,用于燃气、燃油锅炉可达 60% 左右。⑤采用低 NO_x 燃烧器:可减少 NO_x 排放 50% 左右。⑥采用流化床燃烧:流化床的燃烧温度低(850℃ 左右), NO_x 的生成量比悬浮燃烧的锅炉低得多。另外床内燃烧物质的搅动剧烈,停留时间较长,加入适当的吸收剂(如 CaCO_3)可以同时脱除 90% 左右的 SO_2 。

烟气 SO_2 、 NO_x 联合脱除技术

烟气 SO_2 、 NO_x 联合脱除技术 (combined SO_2 / NO_x control technology) 用某种脱硫工艺结合脱 NO_x 工艺达到烟气中 SO_2 / NO_x 合并脱除的技术措施;特别是指在装置上尽量一体化、技术上相互增效,达到深度脱除效果而避免废水废渣排放,并有可能将硫及其他有害物质转变成有利用价值的副产物的联合净化系统。它是常规燃煤发电机组烟气净化的主要发展方向,目前多处于研究开发阶段。

工艺类别 最简单的联合脱除方法是将已有脱硫工艺和低 NO_x 燃烧技术或烟气脱 NO_x 工艺结合起来,例如美国开发的“LIMB”工艺,喷钙/SNCR 工艺及“SNBR”工艺;又如湿式石灰石法烟气脱硫结合 SCR 烟气脱 NO_x 工艺等。

迄今已有小试或中试的真正体现一体化联合脱除 SO_2/NO_x 的技术方法,大致可分为以下 5 类:①炉内或烟道内碱喷射技术,喷射的吸收剂如钙基化合物与尿素的水溶液、 NaHCO_3 、石灰,或石灰/飞灰水浸浆液等;②在湿式石灰石法烟气脱硫工艺所用的石灰石浆液中加入促进溶解和吸收 NO_x 的添加剂;③采用固体吸收剂吸附/再生工艺,如 NOXSO 工艺采用碳酸钠吸收剂(以多孔氧化铝球为担体),以及用活性炭、氧化铜、氧化锌做吸收/催化剂的工艺;④利用气/固催化反应原理的工艺,如 SNOX 工艺和 DESONOX 工艺;⑤在电子束辐照下使烟气中的 SO_2 和 NO_x 与喷入的氨反应以达到同时脱除的目的,参见电子束烟气脱硫。

在上述一体化技术方法中,已得到工业示范应用的只有 SNOX 和 DESONOX 工艺,以及活性炭法联合脱除工艺。下面分别叙述 SNOX 和 DESONOX 工艺方法。活性炭法见活性炭烟气脱硫。

SNOX 工艺 丹麦 Halder Topsoe 公司开发的联合脱除 NO_x 和 SO_2 的技术。它采用两种固体催化剂在系统中先后完成 SCR 工艺脱除 NO_x 和将 SO_2 转化为 SO_3 的过程,最终烟气所含 SO_3 在 WSA 冷凝塔(wet-gas sulfuric acid tower)内冷凝成高浓度硫酸。此工艺方法也称 WSA-SNOX 法。该工艺于 1987 年开始 1 万 m^3/h 烟气量的半工业试验,随后于 1991 年在丹麦 NEFO/ELSAM 的一座燃煤电厂 300 MW 机组上安装投运了一套全烟量示范系统,示意如图 1。

新装的袋式除尘器可将烟气粉尘含量降低到 $5 \text{ mg}/\text{m}^3$,以减少下游的反应塔清灰次数。烟气经气/气换热器被加热到 SCR 运行温度 $380 \sim 400^\circ\text{C}$ 后喷入

氨(SCR 运行条件见烟气脱 NO_x 技术)。SCR 塔下游即为填充硫酸催化剂的 SO_2 转化塔;它要求的操作温度为 $400 \sim 420^\circ\text{C}$ 。在其中除 SO_2 被催化氧化为 SO_3 外,烟气中的微量 CO 、 C_mH_n 及残氨等也都被氧化成水及 CO_2 。离开转化塔后,烟气在气/气换热器及其后的 WSA 冷凝塔逐步被冷却到约 100°C ,所含 SO_3 水合凝结成浓度约 95% 的硫酸。考虑到气/气换热器约有 1%~2% 的烟气泄漏,故系统的 NO_x/SO_2 典型总脱除率约为 95%。这种工艺方法还有以下优点:①由于操作温度高及 SO_2 转化塔可分解残氨,系统中不会出现硫酸盐黏附及氨逃逸量超标等问题;②可以从 SO_2 转化及硫酸冷凝等一系列反应中多回收热能,认为如煤含硫 2%~3%,则回收的热能可补偿系统的总能耗;③脱 NO_x/SO_2 单位成本较低,而且由于硫酸收益的补偿作用,燃煤含硫愈高,成本可以愈低;④ SCR 催化反应塔结构尺寸有可能小于常规布置;⑤无废水废渣排放。

美国 CCT 计划项目中也在 Niles 电厂一台旋风燃烧锅炉上抽取相当 35MW 电功率的烟气进行了 SNOX 工艺示范(参见彩图插页 53 页 117 图)。项目已于 1996 年全部结束,在燃煤含硫 3.4% 条件下的主要效果如下:①在原烟气 SO_2 浓度 $5700 \text{ mg}/\text{m}^3$ (标)条件下的脱硫率超过 95%;②在原烟气 NO_x 浓度 $1000 \sim 1400 \text{ mg}/\text{m}^3$ (标)条件下 NO_x 平均减排率 94%;③回收硫酸纯度超过一级酸的联邦规范;④ SO_2 催化剂有效地消除了 CO 、 C_mH_n 和残氨排放。

在西西里亦有一台容量约 30 MW 燃用石油焦的机组采用 SNOX 工艺,于 1991 年投运。

DESONOX 工艺 由德国 Degussa、Lentjes 和 Lurgi 公司联合开发。它的特点是将 NO_x 还原催化剂与 SO_2 氧化催化剂同装入一个联合催化反应塔内,并采用较高的操作温度(大于 450°C)。第一套工业系统装在 Munster 电厂 No3 供热机组上,锅炉热功率 98MW,烟气流量 12.6 万 m^3/h ,1988 年投入运行。工艺流程见图 2。该炉采用了高温电除尘器,出来的 $450 \sim 460^\circ\text{C}$ 烟气加氨混合后直接进入联合反应塔内,先经过 NO_x 还原催化层使 NO_x 被 NH_3 还原成 N_2 ,其作用原理如 SCR 工艺(见烟气脱 NO_x 技术),然后通过氧化催化层使 SO_2 转化为 SO_3 ,从

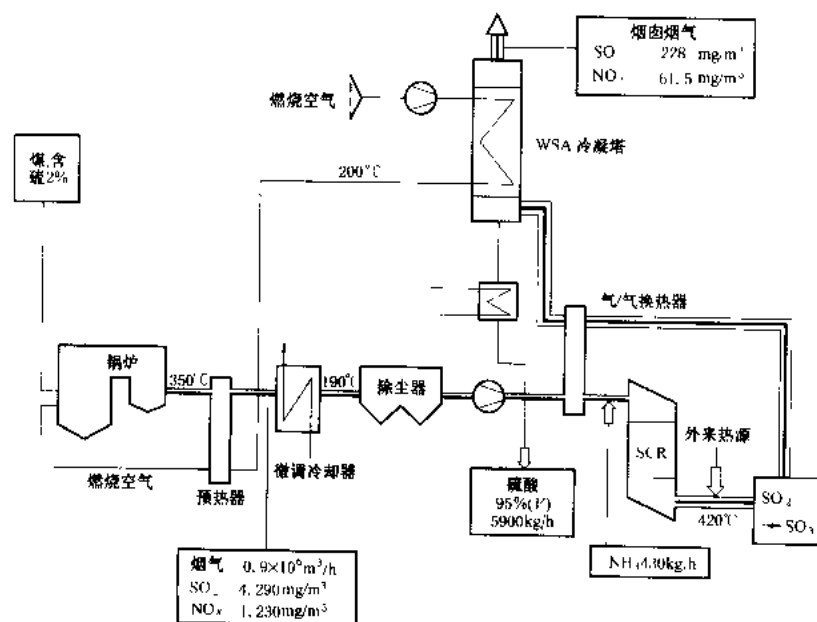


图1 用于 300MW 机组的 SNOX 工艺原则系统

联合反应塔出来的高温烟气经锅炉给水加热器、空气预热器和气/气换热器冷却到 SO_3 酸露点温度以下,即

高。当烟气中 SO_2 浓度较高,脱硫产物市场前景好时,才考虑采用回收法。

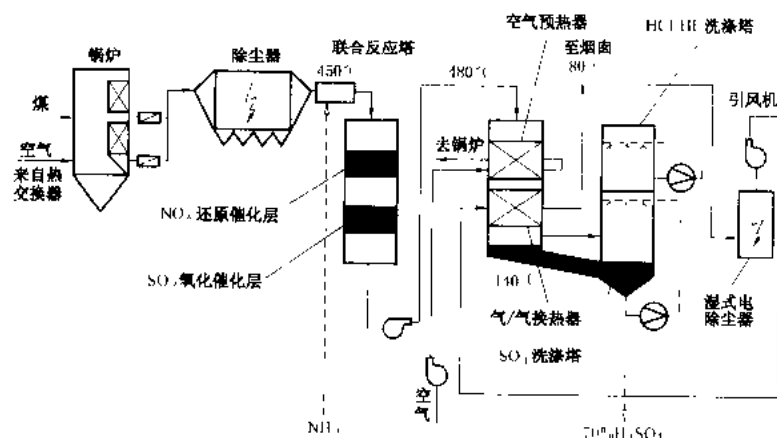


图2 Munster 电厂№3 机组 DESONOX 装置简化工艺流程图

可形成硫酸溶液被析出。随后烟气再经洗涤塔进一步冷却分离,最终得到浓度 70% 的硫酸,也可再进一步提取 HCl 和 HF 酸。洗涤塔排出的低温烟气 (40℃) 须先经湿式电除尘器除去所含硫酸气溶胶微粒,再经气/气换热器升温到 80℃ 排入烟囱。该系统在原烟气 NO_x 浓度 $800 \sim 900 \text{ mg/m}^3$ 、 SO_2 浓度 1800 mg/m^3 条件下,达到 NO_x 降低率 95%, SO_2 降低率大于 93%,而无残余 NH_3 逃逸。

Munster 电厂随后于 90 年代初期又在 1、2 号机组上加装了 DESONOX 系统,由于是在低温电除尘器后,故需要增加再热措施。

yanqi tuoliu

烟气脱硫 (flue gas desulphurization, FGD)

用吸收剂(反应剂)脱除燃料燃烧所生成烟气中二氧化硫(SO_2)的工艺。烟气脱硫设备一般安装在锅炉空气预热器或除尘器之后。

目前已开发的烟气脱硫方法,有百种以上。但按反应产物的处理方式可分为抛弃法与回收法两大类;按反应物质的状态(液态、固态)可分为湿法与干法两大类。

抛弃法的主要优点是:设备较简单,操作较容易,投资及运行费用较低。主要缺点是:废渣需占用场地堆放,容易造成二次污染。当烟气中 SO_2 浓度较低,无回收价值或投资有限,而必须进行脱硫时,多采用抛弃法。

回收法的主要优点是:将烟气中的 SO_2 当作一种硫资源回收利用,变害为利;有些脱硫剂可再生使用;多数流程为闭路循环,避免了二次污染。主要缺点是:流程较复杂,运行操作难度较大;投资及运行费用较

湿法 在火电厂应用较多或

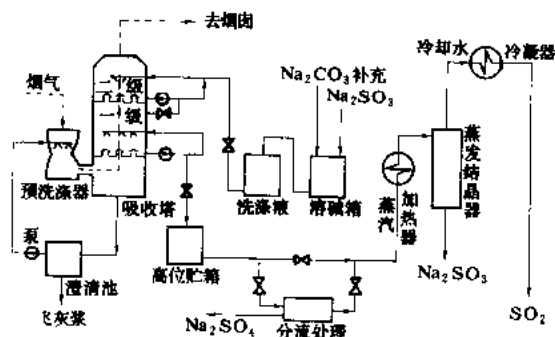
应用潜力较大的烟气脱硫方法有:石灰石洗涤法,海水洗涤法,亚钠循环法,氧化镁浆液吸收法,双碱法,碱性飞灰洗涤法,氨洗涤法等,其中以石灰石洗涤法应用最广。

石灰石洗涤法 又称石灰石膏法。发展初期,主要采用石灰作吸收剂,现在一般均采用石灰石作吸收剂。脱硫产物为二水石膏($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$),可抛弃处置或回收利用。适用于处理高、中、低硫煤的烟气。

海水洗涤法 利用海水洗涤吸

收和海水本身所含的碳酸盐碱度的中和作用进行脱硫,适用于燃煤含硫量小于 1.5%,且以海水为循环冷却水的直流供水的沿海电厂。排出液经中和、氧化后直接排入海域。

亚钠循环法 如图所示。脱硫吸收系统与石灰石



亚钠循环法工艺流程示意图

洗涤法类似,不同的是用 30% 的 Na_2SO_3 溶液洗涤。当烟气通过脱硫塔时, SO_2 被洗涤液吸收并反应生成 NaHSO_3 , 烟气经除沫、加热后排入大气。一般采用两级吸收,运行时保持一级吸收液的饱和度在 80% 以上,二级吸收液的饱和度为 30% 左右。两级吸收多在一塔内分段实现。从一级吸收液中分流一部分溶液引入脱析系统进行再生和回收 SO_2 。脱析工艺一般是将溶液经过加热器加热到 $105 \sim 110^\circ\text{C}$,再进入蒸发器减压蒸发,使 NaHSO_3 分解产生 SO_2 、水蒸气和 Na_2SO_3 。此法可获得纯度 99% 左右的 SO_2 副产品,也可以制成 H_2SO_4 或硫磺。溶液中的 Na_2SO_3 以结晶的状态从溶液中分离出来,再返回脱硫吸收系统。由于烟气中的氧使部分 Na_2SO_3 氧化成 Na_2SO_4 。当 Na_2SO_4 的浓度到达一定值后,会降低吸收液的脱硫效果和引起系

统堵塞,因此需定期排污并补充 Na_2CO_3 或 NaOH 。 Na_2CO_3 或 NaOH 与烟气中 SO_2 反应生成 Na_2SO_3 ,排污中会有部分 Na_2SO_3 ,可以进一步对其处理回收。有的系统采用添加阻氧化剂以减缓氧化作用。本法的脱硫率可达90%以上。截止1991年底,全世界装有亚钠循环法脱硫装置38台,其中六台装在燃煤锅炉上,处理烟气流量为 $23 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

氧化镁浆液吸收法 脱硫吸收系统与石灰石洗涤法类似,以水化 MgO 为洗涤液,与 SO_2 反应生成 Mg_2SO_3 和 Mg_2SO_4 结晶沉淀。将沉淀物经脱水、干燥后,在 $800 \sim 900^\circ\text{C}$ 温度下煅烧,使氧化镁再生。煅烧产生的炉气(含10%~16% SO_2),可用于制 H_2SO_4 。该法的脱硫率可达95%以上。三台氧化镁法烟气脱硫装置正在美国的燃煤电厂运行,总容量为900 MW。

双碱法 它的流程由两个相对独立的系统组成,一个系统用可溶碱液(如钠碱或氨碱等)吸收烟气中的 SO_2 ,生成酸式盐(如 NaHSO_3 或 NH_4HSO_3 等)。然后分流部分溶液进入另一个系统,用碱土化合物(如 CaCO_3 或 CaO)对其进行处理,生成难溶的 $\text{CaSO}_3 \cdot 0.5\text{H}_2\text{O}$,并使可溶碱液再生,重复使用。为了充分利用飞灰中的碱性物质(主要 CaO 与 MgO),应使灰浆液保持在 $\text{pH}=3 \sim 4$ 的条件下工作。此法的主要优点是:可避免洗涤塔的堵塞,脱硫率可达95%以上。

碱性飞灰浆液洗涤法 实验表明,当飞灰中的 CaO 含量 $\geq 8\%$ 时,可取得有意义的脱硫效率($>50\%$)。

氨洗涤法 用氨作吸收剂,脱硫产物为硫酸铵,适用于处理中、高硫煤的烟气。

干法 在发电厂应用较多的或应用潜力较大的烟气脱硫方法有:喷雾干燥法;炉内喷钙增湿活化法;电子束法;活性炭吸附法等。

喷雾干燥法 用石灰浆液为吸收剂。因添加的吸收剂呈湿态,而脱硫产物呈干态,也称半干法。适用于处理中、低硫煤的烟气。脱硫产物为 CaSO_3 、 CaSO_4 、未反应完的石灰和飞灰等混合物。

炉内喷钙增湿活化法 向锅炉炉膛温度为 $850 \sim 1150^\circ\text{C}$ 的区域内喷入吸收剂,随后将烟气增湿活化进行脱硫,它是燃烧脱硫与烟气脱硫的结合。一般采用石灰石粉为吸收剂,适用于处理低、中硫煤。

电子束法 利用电子束照射烟气产生的自由基等强活性基团氧化烟气中 SO_2 和 NO_x ,并加入氨,生成硫酸氨和硝酸铵,以联合脱除烟气中 SO_2 和 NO_x 。适用于处理中、高硫煤的烟气。

活性炭法 利用活性炭的吸附催化作用脱除烟气中二氧化硫,可回收硫酸或元素硫。如在此基础上,再增设一级活性炭吸收塔,并在塔前喷入氨,使 NO_x 还原

成 N_2 ,从而联合脱除烟气中 SO_2 和 NO_x 。

应用与发展 烟气脱硫是目前常规火电厂控制大气 SO_2 污染的主要手段,在美国、日本、德国等发达国家,几乎所有新建燃煤电厂均采用烟气脱硫,在役的老电厂也限期治理。截止1993年底,全世界约有580多台烟气脱硫装置投入商业运行,总容量达164 GW,其中约80%的FGD装置采用湿式石灰石/石灰洗涤法脱硫,容量为131 GW;约10%的FGD装置为喷雾干燥法(吸收剂为钙基或钠基),容量为16.8 GW,其余10%为各种不同的可再生工艺、海水洗涤和吸收剂喷射等工艺。另外,计划在建的FGD还有180台,容量为90 GW。由于处理大烟量低浓度 SO_2 烟气,使得烟气脱硫投资占电厂投资的比例较大,一般为10%~20%,运行费用占发电成本的比例,亦大致在此范围之内。对于高硫煤烟气处理,有采用回收法的倾向,有些回收法已呈现出具有一定经济效益的潜力;对于低硫煤烟气处理,则一般认为宜采用抛弃法。为减少投资,简化系统,工业发达国家正在研究开发烟气 SO_2/NO_x 联合脱除工艺。

中国电力部门从20世纪70年代中期起,就开始致力于脱硫的试验研究,开展了石灰石洗涤法、亚钠循环法和活性炭吸附法等工艺的试验研究工作,试验规模为处理烟气流2500~10000 m^3/h (标)。80年代中期,扩大了试验规模,在四川白马电厂建立了处理烟气流为70000 m^3/h (标)的旋转喷雾法工业试验装置,同期还开展了活性炭吸附磷酸肥法烟气脱硫。1992年3月和5月,重庆华能珞璜电厂配两台360 MW机组的两套湿式石灰石洗涤法烟气脱硫装置分别投产,这是中国首次在大容量机组上应用烟气脱硫装置。随后,山东黄岛发电厂的喷雾干燥法、太原一厂的简易湿式石灰石洗涤法、成都热电厂的电子束照射法、南京下关电厂的炉内喷钙增湿活化法、深圳西部电厂的海水洗涤法等烟气脱硫装置,作为工业示范试验装置,先后投产,中国燃煤电厂建设烟气脱硫装置的容量正在快速增长。

zhuangzhi anzhuanq

烟气脱硫装置安装 (flue gas desulphurization equipment erection)

烟气脱硫的方法很多,目前中国使用的主要是湿式石灰石脱硫法;电子束脱硫是一种新方法,也已有设备投入使用。

湿式石灰石脱硫装置安装 该装置布置在锅炉静电除尘器、引风机后部,一般包括:原料输送、浆液配置、烟气换热器、吸收塔、石膏制备和抛弃以及相应的电气和热控等系统。整套装置系统复杂、体积大、占地多,在该装置中吸收塔为主体设备。



准备工作 在施工前要做好施工组织专业设计,其中包括:施工场地布置、主要施工方案、起吊机具选用、作业程序、施工进度安排、新技术应用、土建工程交付安装要求等内容,要求设备管道安装应遵循由低到高、由重到轻、由内到外的原则。

吸收塔安装 吸收塔体积庞大,如珞璜电厂360 MW机组配套的吸收塔高达34.2 m,断面13.2 m×11.4 m,总重约500 t。吸收塔固定在框架钢结构内,框架钢结构及吸收塔外壳制造可以单片组件供应,也可在现场制作,在现场组合后起吊。起吊机械一般选择起重量为50~100 t的移动式吊车作为主吊机具,并以安装在框架结构顶上的检修用电动起吊装置辅助。每吊装一节外壳即做好找正、固定及焊接工作,对吸收塔周围平台扶梯、进出口烟道(包括换热器)及其内部装置要同时做好交叉吊装工作。

吸收塔内衬施工 吸收塔内所有接触腐蚀物的金属表面必须进行防腐处理。珞璜电厂吸收塔采用玻璃鳞片树脂作内衬防腐层,施工程序:①用溶剂充分清洗需内衬底面上的油脂。②对金属表面进行喷砂处理,对焊缝进行打磨,焊接区应没有气孔、飞溅物、尖刺和咬边等缺陷。③涂4层树脂。第一层为底层、第二、三、四层为标准型、耐磨型和隔热型树脂,总厚度约4.5 mm。每层树脂涂好后对表面进行外观检查,第二层树脂涂完后还应用高频电火花检测器扫描全部加衬表面,检查是否有针孔,并用磁性测厚器检查加衬树脂厚度是否符合要求。涂层的间隔时间和环境温度要符合制造厂技术要求。④树脂内衬表面再装上一层玻璃纤维板。

吸收塔内附件安装 内衬合格后,用吊车将换热器管束、除雾器、格栅吊装就位,然后按制造厂标准做气密性试验。

电子束脱硫装置安装 该装置系统布置密集,整个施工过程中,必须做好土建、安装交叉作业,特别是反应器室内设备,必须在厚度1.2 m的防X射线墙封闭前临时就位;体积庞大的钢制冷却塔,如成都热电厂670 t/h锅炉 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ (标)(部分烟气流)的冷却塔直径13 m,高45.5 m,为该装置中的主体设备,在现场制作安装,必须严格控制加工,装配、焊接、打磨、喷砂、树脂内衬质量;反应室内的电子束发生装置是高精度设备,需使用专用工具,必须保持高度清洁。

准备工作 与湿式石灰石脱硫装置安装相同。

冷却塔制作安装 钢制烟气冷却塔作为整套装置的主要现场制作设备,在钢板卷制加工过程中,必须严格控制弧度和弧板端部对角线。使用半自动切割机或坡口机开坡口,应严格按施工图要求控制坡口度数。安装时,采用分片吊装,分段临时就位。点焊固定后,严

格检查椭圆度和对口处弯折,经检查合格后方可正式焊接。焊接时,必须先立焊缝,后横焊缝。所在分段对口焊接必须全部打底焊接后,再进行封底焊接(筒体当烟面必须采用碳弧气刨清根后,除渣,封底焊接),最后进行盖面焊接。所有焊缝采用分段退焊法。在焊接过程中,采取有效焊接措施,防止椭圆度和弯折超标。

烟气冷却塔壳体及冷却喷雾通道施工完成后,焊接飞溅以及装配铁件割除后的焊疤必须打磨平整。当烟面焊缝打磨圆滑过渡。焊缝经过着色检验合格后,进行喷砂处理,并用5~10倍放大镜100%检查喷砂除锈率,用电容式光洁度测定仪检查平面粗糙度($\leq 120 \mu\text{m}$)。喷砂处理合格后,对冷却塔当烟面涂树脂底漆和鳞片树脂胶泥两层,并进行树脂面漆内衬施工。拐角及其他特殊部位,增加三层增强性玻璃纤维、三层树脂胶泥施工。内衬完成后用电磁式膜厚计检查厚度万余点,用放电式针孔仪全面检查有无针孔。

电子束设备安装 作为核心设备的高压直流发生器,搬运过程中倾角必须 $\leq 2^\circ$ 。就位调平后,加塞垫铁固定,灌浆。

电子束发生装置 电子束加速器位于烟气反应室上部,在安装过程中不得被污染。对容易污染部分,要常用白棉布、香蕉水清洗擦净。一、二次窗箔为钛合金箔,厚度分别为38、30 μm 。安装过程中,先将一次窗箔由两人展开轻放在照射窗上,戴上压紧螺栓,并将扭矩调至 $0\text{N} \cdot \text{m}$,然后两人对称拧紧螺栓,将扭矩逐步调至30%、60%、100%给定扭矩值。施工中绝对不允许有划伤和受力现象。若稍不慎,都会导致加速器仓高真空试验的失败。

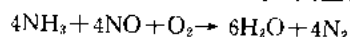
试验 系统安装完成后,需对整个烟气系统作气密性试验,电气系统作耐压及绝缘试验,电子束加速器作真空和升压试验,试验标准按制造厂要求进行。在调整试验期还需对烟气流速、系统的脱硫率、脱氮率作试验和测定。

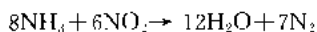
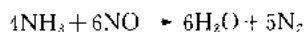
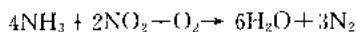
烟气脱 NO_x 技术

烟气脱 NO_x 技术 (flue gas de NO_x technology) 向烟气中喷入氨基还原剂,在一定条件下,使 NO_x 还原成 N_2 的技术。它通常是在采用低 NO_x 燃烧技术难以达到排放要求时使用。

目前已广泛商业应用的烟气脱 NO_x 技术主要有选择性催化还原法(SCR)和选择性非催化还原法(SNCR)。

选择性非催化还原法 (selective non-catalytic reduction, SNCR) 向烟气中喷射氨或尿素等还原剂,在高温条件下,使 NO_x 还原成 N_2 ,其主要反应如下:





进行上述脱 NO_x 反应的温度一般应选择在 $850 \sim 1000^\circ\text{C}$ (氨或氨水) 和 $950 \sim 1100^\circ\text{C}$ (尿素) 范围内。当温度超过 1100°C 时, 氨反而会被氧化生成 NO ; 当温度低于 850°C 时, NO_x 的还原速度会很快降低。

在采用 SNCR 法时, 除了 NH_3 喷射点应正确选择之外, 还应保证喷入的氨和烟气的良好混合, 以便使脱硝反应充分进行, 使氨的利用率达到最大。如果喷入的氨在温度窗口范围内未能充分反应, 残余的氨不仅会被飞灰吸附, 从而促进飞灰在受热面上的沉积, 而且会与烟气中的 SO_3 反应生成硫酸氢铵。由于硫酸氢铵在低于 240°C 的条件下为黏性液体, 很容易堵塞局部受热面, 并造成受热面的腐蚀。因此, 如何控制合适的喷氨量及其与烟气的充分混合, 是采用这种方法的关键问题。喷入的氨量太少, 不能达到预期的降低 NO_x 的效果; 喷入的氨量过多, 则会造成过多的残余 NH_3 。通常允许的残余 NH_3 浓度小于 $5 \mu\text{L/L}$; 在此条件下, SNCR 法能达到的 NO_x 降低幅度在 $30\% \sim 70\%$ 。

选择性催化还原法 (selective catalytic reduction, SCR) 采用催化剂促进 NH_3 和 NO_x 的还原反应以脱除烟气中的 NO_x 。反应温度窗口取决于所选用的催化剂种类, 当采用钛或铁氧化物基催化剂时, 其最佳温度窗口为 $300 \sim 400^\circ\text{C}$, 当采用活性焦炭作为催化剂时, 其温度窗口仅为 $100 \sim 150^\circ\text{C}$ 。一般多用 TiO_2 基催化剂, 加入少量较高活性的金属氧化物如 V_2O_5 、 WO_3 、 MoO_3 及 Cr_2O_3 等。催化剂可明显提高 NO_x 还原反应速率, 但同时也导致烟气中少量 SO_2 转变为 SO_3 的氧化反应, 如图1所示。

SCR 法是当前在欧洲和日本得到广泛采用的烟气脱 NO_x 技术, 其降低 NO_x 排放的幅度可达到 $80\% \sim 90\%$ 。

SCR 法催化反应器的布置主要有以下两种方案:

(1) 布置在空气预热器前, 见图2 这种布置方案的烟温在 $300 \sim 400^\circ\text{C}$ 的范围内, 适合于多数催化剂的温度窗口, 系统简单, 采用较广。但由于烟气所含全部飞灰以及 SO_2 均通过催化反应器, 催化剂表面的微孔易被飞灰颗粒及反应生成的硫酸氢铵堵塞, 飞灰中的

一些微量化合物尤其是 As_2O_3 对催化剂也起毒害作用, 从而使催化剂逐渐失去活性。当要求脱 NO_x 率 80% , 氨逃逸量不大于 $5 \mu\text{L/L}$ 时, 催化剂的使用寿命约为 $2 \sim 3$ 年。

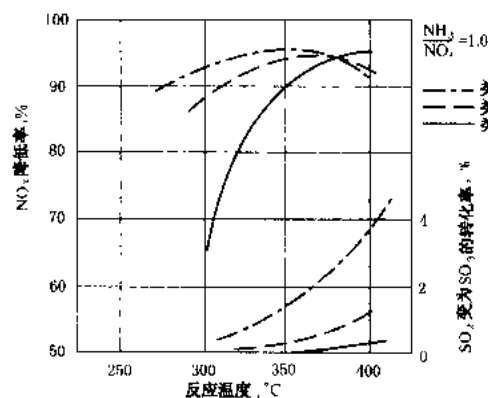


图1 催化剂成分对 NO_x 脱除和 SO_2 转化率的影响
A (V_2O_5 含量高) B (V_2O_5 含量中) C (V_2O_5 含量低)

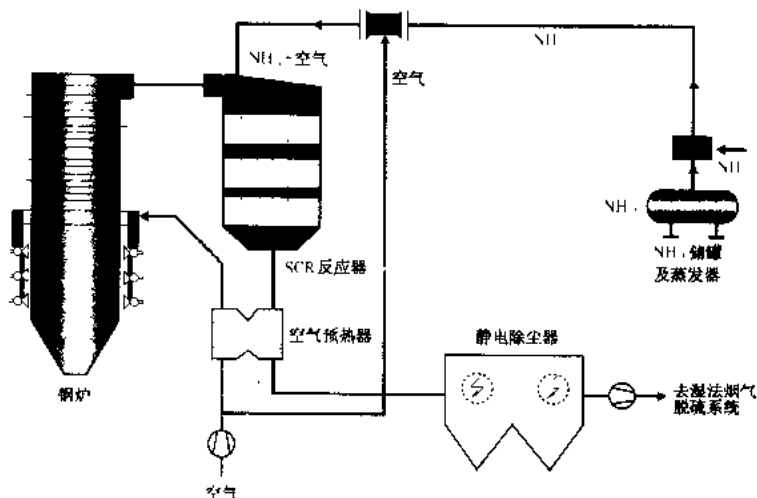


图2 催化剂反应器布置在空气预热器前的高尘烟气中

(2) 布置在脱硫装置 (FGD) 之后, 见图3。这样催化反应器工作在粉尘及 SO_2 含量很低的“干净”烟气之中, 就避免了催化剂的堵塞、污染和中毒问题。故可以减少催化剂用量 (约为前者的 80%), 并使反应器布置得更加紧凑, 减小体积, 降低造价。在此条件下, 催化剂的使用寿命可达 $3 \sim 5$ 年。这种布置方式的主要问题是, FGD 装置后的烟气温度仅为 $50 \sim 60^\circ\text{C}$, 为使烟气在进入催化反应器前达到约 370°C 的反应温度, 要装设价格较贵的“烟气-烟气”换热器, 并需要对其进行补充加热, 从而增加了能源消耗和运行费用。作为一种改型, 可以将图3中的气-气换热器布置在静电除尘器之前以替代空气预热器, 而将后者布置在 SCR 反应器之后。这样可以免掉了外加热源, 但会给运行带

来不便。

SNCR 法与 SCR 法相比所需投资少, 运行费也

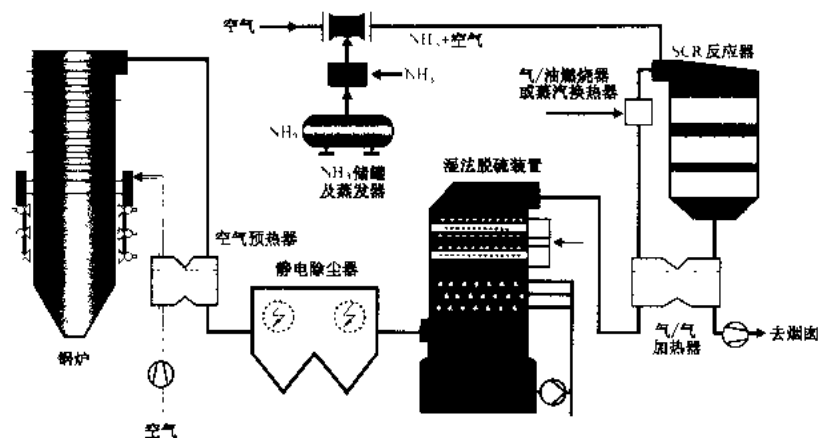


图3 催化剂反应器布置在湿法烟气脱硫装置之后的“干净”烟气之中

低,但其反应温度范围狭窄(采用特殊增强的还原剂可适应下延温度区),须有良好的混合及反应空间和反应时间条件,当要求较高的 NO_x 降低幅度,会造成残余 NH_3 量过大的问题,因此,使SNCR法使用受到了一定的限制。

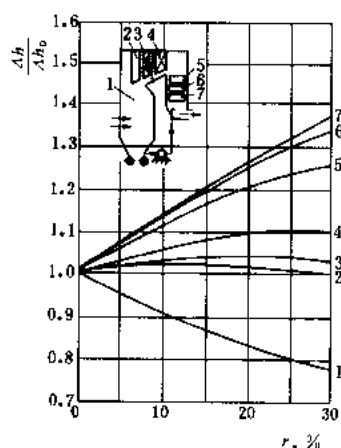
烟气脱 NO_x 技术,除上述较广泛应用的SCR及SNCR工艺方法外,还有处在开发阶段的联合脱硫/脱硝工艺方法(见烟气 SO_2/NO_x 联合脱除技术)。

yanqi zaxunhuan tiaowen

烟气再循环调温 (steam temperature control by gas recirculation)

通过再循环风机将省煤器后温度低于 400°C 的一部分烟气,送入炉膛,改变辐射受热面与对流受热面的吸热比例,进行汽温调节的方法。常用于具有明显对流换热特性的过热器和再热器系统的锅炉汽温调节。

采用烟气再循环时,锅炉热力特性与再循环烟气量、烟气抽取位置及送入炉膛的位置等因素有关。再循环烟气量与总烟气量之比称为再循环



再循环烟气的热力特性
1—炉膛; 2—前屏; 3—后屏(高温再热器); 4—高温对流过热器; 5—低温对流过热器; 6—低温对流再热器; 7—省煤器

率 r 。从炉膛下部送入再循环烟气时,各受热面焓增的变化 $\Delta h/\Delta h_0$ 如图。随着再循环烟气量的增加,炉膛温度降低,于是辐射吸热量减少,

但炉膛出口烟温变化不大,而对流受热面的吸热量则随烟气量的增加而增加,而且沿烟气流程愈往后,其受热面吸热量增加值愈大。对于全部布置在对流区的再热器,再循环烟气量每增加1%,可使再热汽温升高约 2°C 。抽取烟气点的烟温越高,调温效果就越好,但风机电耗却增加,风机可靠性也降低。烟气再循环在低负荷时投入,额定负荷时停用,因此设计时不需要增加附加受热面,可节省再热器受热面金属耗量。

再循环烟气如从炉膛上部送入时,炉膛吸热量变化很小,炉膛出口烟温却显著降低。随着再循环烟气量的增大,对流受热面的温差降低而换热系数却提高,换热效果基本不变,故对汽温调节影响不大,只是降低和拉平了炉膛出口烟温,可防止对流过热器结渣及减小热偏差,并保护屏式过热器及高温对流过热器和再热器的安全,因此,常将再循环烟气同时送入炉膛下部和上部,低负荷时,从炉膛下部送入,起调温作用;高负荷时,从炉膛上部送入,起到保护高温对流受热面的作用。

对于低挥发分和高灰分的燃料,不宜采用烟气再循环,以免影响燃烧和加大受热面磨损。

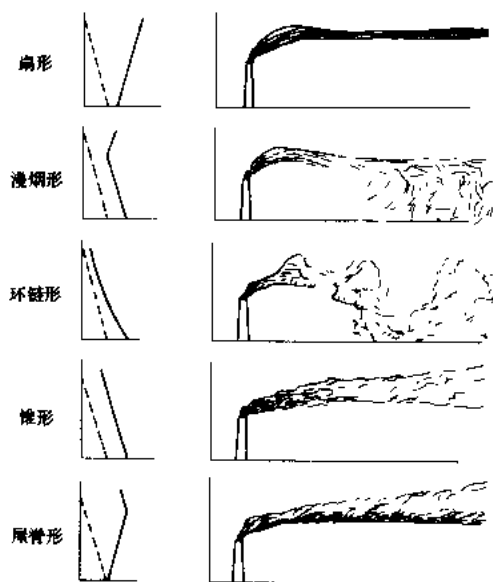
any:

烟羽 (plume) 从工厂烟囱中连续排出外形呈羽状的烟体,也称烟流。它可以看作是由无数个依次排放的烟团组成,每个烟团排出后即沿风向运动。排烟量通常用排放率(g/s 或 kg/h)表示;排放的污染物在下风向的分布,一般用排放期间的平均浓度表示(mg/m^3)。烟羽在垂直于烟轴方向上的尺度,通常用浓度分布标准差表示。

烟羽形状与大气稳定度即大气的湍流状况密切相关。不同的大气稳定度产生不同的烟羽形状,从而导致不同的污染物浓度的空间分布。若把大气稳定度分为稳定、中性和不稳定,则烟羽的几何形态可概括为扇形、漫烟形、环链形、锥形和屋脊形五种(见图)。

扇形 俯视烟羽外形呈扇形。它一般出现在晴朗夜间或早晨,当低层风小,气温自下而上增高,大气处于稳定状态时。在这种情况下,烟羽只能在稳定气层内

缓慢地向两侧扩散而在垂直方向扩散很小。扇形烟羽内部的污染物浓度很高。对高架源,通常不会造成近距离污染。然后对低架源或是高架源遇到山地、丘陵或高大建筑物时,污染物会下沉,造成近距离地面污染。



几种不同形状的烟羽

图中左侧虚线为干绝热减温率,实线为温度廓线

漫烟形(熏烟) 多出现在日出后辐射逆温层自下而下逐渐破坏达到烟羽所在高度时。此时,烟羽上部为逆温,而下部已处于对流层中,活跃的对流湍流把污染物迅速带到地面,造成地面的高浓度。

环链形 又称波浪形。这种烟羽曲折呈环链状,在水平和垂直方向上摆动剧烈。多出现在温暖季节天空晴朗的午后,这时低层大气很不稳定,湍流发展强烈。在离烟囱不远处,湍流就可把烟羽带到地面。尽管此时的扩散速率很快,但因烟团接地点离源很近,最大地面浓度可能很高,不过随着与烟源距离的增加,浓度迅速减小。

锥形 这种烟羽的形状象一个轴线呈水平的锥体。烟羽外形清晰。锥形烟羽多出现在阴天、风速较大、低层大气处于中性稳定度时,或在早晚大气温度层结转换的过渡时刻(从稳定过渡到不稳定,或从不稳定过渡到稳定)。它既可以发生于白天,也可以发生于夜晚。在干燥气候条件下较少发生,但在有云时,经常可观察到。锥形烟羽到达地面的位置比环链形烟羽远。

屋脊形(上升形) 这种烟羽多出现在傍晚,大气从不稳定向逆温状况转变时,当烟轴之下至地面间气层稳定而烟轴之上气层不稳定时,烟羽在上面不稳定气层中沿主导风向流动,呈屋脊形扩散。屋脊形烟羽体的下边缘清晰,烟气浓度;而烟羽体上边稀疏,甚至出

现不连续的碎片。这种形状的烟羽可能持续很短时间,也可能持续几个小时,取决于烟囱高度和逆温层加深的速度。屋脊形烟羽体的下部污染物浓度大,但只要不遇到高大建筑物、山地或丘陵,就不会发生下沉而造成地面污染。

yan, to sheng

烟羽抬升 (plume rise) 烟羽自烟囱排入大气后,因自身动量和浮力作用,在传输过程中会继续上升,至一定高度时转平,出现烟羽最终高度比烟囱高的现象。烟羽高度与烟囱高之差称为烟羽抬升高度。它与排放条件(排放速度、排放温度、烟囱出口直径等)以及环境条件(风速、大气静力稳定度、大气湍流强度等)有关。烟羽抬升得越高,污染物扩散至地面的距离越远,地面浓度越低。准确计算烟羽抬升高度对污染预测十分重要。

源附近的烟羽轨迹 在一定的闭合假定下,解烟羽动量守恒和浮力守恒方程,可得到烟羽离开烟囱以后上升轨迹的表达式:

$$z = \left[\frac{3}{\beta^2} \frac{M_0}{u^2} x + \frac{3}{2\beta^2} \frac{F_0}{u^3} x^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \text{式}$$

中 z 为烟囱出口以上的高度, m ; x 为以烟囱为原点的下风向距离, m ; β 为夹卷系数。G. A. 布里格斯 (G. A. Briggs) 建议,对浮力烟羽,取 $\beta=0.6$,对无浮力喷射烟羽,取 $\beta=0.4+1.2u/W_0$ 。 u 为烟羽厚度上的平均风速, m/s ; W_0 为烟气排放速度, m/s 。 $M_0 = \rho_{p0} W_0^3 R_0^2 / \rho_{a0}$ 为烟羽的初始动量通量, $F_0 = g (T_{p0} - T_{a0}) \omega_0 R_0^2 / T_{p0}$ 为烟羽的初始浮力通量。式中 ρ_{p0} 为烟羽在烟囱出口处的密度, g/m^3 ; T_{p0} 为烟羽的初始浮力通量。式中 ρ_{a0} 为烟羽在烟囱出口处的密度, g/m^3 ; T_{a0} 为环境空气温度, K ; R_0 为烟囱出口内半径, m 。烟羽上升轨迹表达式表明,以动量为主的已弯转喷射烟羽按 “ $\frac{1}{3}$ ” 次幂的轨迹上升,以浮力为主的烟羽按 “ $\frac{2}{3}$ ” 次幂的轨迹上升。若忽略动量抬升部分,且代入 β

0.6, 可得浮力烟羽上升轨迹: $z = 1.6 F_0^{\frac{1}{3}} u^{-\frac{2}{3}} x^{\frac{2}{3}}$ 。

中国学者李宗恺提出烟羽自生湍流和环境湍流联合作用理论,得到烟羽上升轨迹表达式:

$$z = \left[\frac{3+2i}{2\beta^2} \right]^{\frac{1}{2}} F_0^{\frac{1}{3}} u^{-\frac{1}{3}} x^{\frac{2}{3}}, \text{式中 } i \text{ 为烟羽高度上的大气湍流强度。}$$

烟羽最终抬升高度 烟羽抬升所达到的最大高度与烟囱几何高度之差称为烟羽最终抬升高度。它与环境大气的稳定度有关。实际观测烟羽最终抬升高度比较困难。为从理论上推导出烟羽最终抬升高度表达式,通常都要基于某种理论假定。理论分析表明,在稳定条件下,烟羽的垂直速度 W 将以 $2\pi/S$ 为周期振荡 [S 是

大气稳定度参数, $S = \frac{g}{T_e} \left(\frac{\partial T_e}{\partial Z} + 0.01 \right)$, T_e 为环境大气温度, g 为重力加速度, 它第一次变为零时, 烟羽将达到最大高度, 就把这时的抬升高度定为最终抬升高度。在中性和不稳定条件下, 烟羽的抬升受环境大气湍流的限制, 规定烟羽自身涡旋耗散率减小到等于环境大气的涡旋耗散率时所抬升的高度为最终抬升高度。

烟羽最终抬升高度的计算公式很多, 其中较为常用的为布里格斯公式。布里格斯给出的稳定条件下弯曲浮力烟羽的最终抬升高度计算公式为 $\Delta h = 2.6 (F_0 / u_* S)^{1/3}$, 中性条件下弯曲浮力烟羽的最终抬升高度计算公式为 $\Delta h = 1.54 (F_0 / u_*^2)^{1/3} h_s^{1/3}$, 式中 h_s 为烟囱几何高度, m; u_* 为摩擦速度, m/s; 对流条件下弯曲浮力烟羽的最终抬升高度计算公式为 $\Delta h = 3 (F_0 / u)^{1/3} H^{2/3}$, 式中 H 为地面热通量, m^2/s 。此外, 较为常用的烟羽最终抬升高度计算公式还有: 用于中性条件下的 Holland 公式、Lucas 公式、TVA 公式等。

中国国家标准 GB13223-1996《火电厂大气污染物排放标准》中规定的烟羽抬升公式: 当烟气热释放率, $Q_H \geq 21000 \text{ kJ/s}$ 且 $\Delta T \geq 35 \text{ K}$ 时, 城市或丘陵地区, $\Delta h = 1.303 Q_H^{2/3} h_s^{1/3} / u$, 农村平原地区, $\Delta h = 1.427 Q_H^{2/3} h_s^{1/3} / u$; $2100 \text{ kJ/s} \leq Q_H < 21000 \text{ kJ/s}$, 且 $\Delta T \geq 35 \text{ K}$ 时, 城市或丘陵地区, $\Delta h = 0.292 Q_H^{2/3} h_s^{1/3} / u$, 农村平原地区, $\Delta h = 0.332 Q_H^{2/3} h_s^{1/3} / u$; $Q_H < 2100 \text{ kJ/s}$ 或 $\Delta T < 35 \text{ K}$ 时, $\Delta h = 2(3.0W_0 R_0 + 0.01 Q_H) / u$ 。这里 ΔT 为烟囱出口处烟羽温度与环境大气平均温度之差。

多源烟羽抬升公式 当多个烟羽合并时, 因减少了环境气流的卷入, 增加了浮力, 最终抬升高度会增大。布里格斯根据美国 TVA 的烟羽抬升观测资料, 定义 N 个烟羽合并后的抬升高度与单烟羽抬升高度之比为增强因子 E_N , 得出 $E_N = \left[\frac{N+A}{1+A} \right]^{1/3}$, 其中 $A = 6 \left[\frac{(N-1) \Delta x}{N^{1/3} \Delta h} \right]^{2/3}$, Δx 为烟囱中心距, Δh 为单烟羽烟羽抬升高度。

烟囱有效高度 烟囱几何高度 h 与烟羽抬升高度 Δh 之和称烟囱有效高度, 即 $H = h + \Delta h$ 。

参考书目

Randerson D. Atmospheric Science and Power Production, DOE TIC-27601, U. S. Department of Energy, 1984

李宗恺, 空气污染气象学原理及应用, 北京: 气象出版社, 1985

岩土工程

岩土工程 (geotechnical engineering) 查明地质条件、提供地质资料, 决定土建地下结构 (地

基) 设计方案和施工方法, 融勘察和设计为一体的综合技术的总称。

勘察 查明和研究与工程建设地下结构有关的地质条件。

岩土工程勘察的目的是为工程建设场地进行地质评价, 为地下结构的设计与施工提供资料, 以及必要时评定岩土工程施工质量。其中心理论是工程地质学、岩土力学、土力学、结构力学、地基基础工程学和其他地下结构工程学的有关部分。岩土条件的评价准则主要采用以概率统计理论为基础的安全度原则。

工作内容 主要包括: ①提供建设场地的区域地震地质资料, 如提供地震设防烈度、地面地震加速度、场地地震反映谱等地震动力参数, 评价地基的抗震特性, 如砂土液化、震陷、地裂缝等; ②研究建设地段的地貌成因特别是, 不良物理地质现象的发育情况和潜在因素, 如滑坡、岩溶、湿陷、崩塌、地面沉降、采空区塌陷、地基土胀缩等, 评价场地的地质稳定性, 提出治理建议; ③查明地层分布及岩土物理力学性质, 如地基承载力、抗滑和抗剪强度、岩土压力、基坑排水渗透系数、围岩稳定性, 以及各种特殊岩土特性等; ④配合设计方案进行模拟的或者十足尺寸的岩土工程试验; ⑤对岩土结构施工中及完成后进行质量检测。

技术手段 主要包括: 井槽探、钻探、采取岩、土、水试样在试验室用仪器对试样进行分析试验, 在现场进行岩土原始位置测试, 如标准贯入试验、动力触探、静力触探、旁压试验、载荷试验等原位试验, 试坑或钻孔抽水、注水或压水试验、物理勘探, 以及在利用应力应变理论和弹性波传播理论基础上的岩土结构的承载力测试、应力分布测试及质量测试等。

工作深度和研究重点 根据工程设计阶段有所区别。在工程的规划与可行性研究阶段, 工作重点是场地地震条件和地质概括条件评价。在初步设计和施工图设计阶段, 为满足设计对岩土条件与确定基础方案的需要, 对具体工程项口地段逐步提高勘察的详细程度, 查明地层分布和岩土性质, 并进行相应的方案试验; 初勘和地基方案试验对应初步设计, 详勘对应施工图设计。地质条件复杂的工程或施工时发现资料与实际不符, 需配合进行施工地质勘察或进行补勘。

地基 承受建筑和设备荷重的天然或人工处理后的地层, 以及其它与地层起着共同作用的地下结构部分。

地基设计需满足以下两个基本条件: ①作用于地基的荷载不超过地基的承载力标准值, 保证地基不发生整体破坏; ②基础沉降不超过容许值, 保证建筑物和设备不因地基变形而损坏或影响其正常使用。

当地基条件较好时, 应优先采用天然地基。对不同

容量机组,主要地基土受力层的最低承载力标准值 f_k 按电力行业标准规定取值。

当地基土主要受力层的地基承载力标准值不能满足规定要求或地基条件比较复杂时,需采用人工地基(见地基处理)。

对于软弱地基的处理,需根据工程地质条件和当地的施工机具及施工技术力量决定。

对浅层软弱土一般常用换土法。对于夹层软土,可利用旋喷桩加固夹层软土。

桩基一般采用预制钢筋混凝土桩、套管成孔钢筋混凝土灌注桩或预应力钢筋混凝土桩。当持力层较深时,则采用钢管或H形钢桩,也有采用钻孔混凝土灌注桩。

对湿陷性黄土地基,需消除其湿陷性。主要处理方法为灰土挤密桩、换土或强夯。中国已采用8000 kN·m高能量级强夯对主厂房地基进行加固处理。当基础下部15~30 m深度范围内有砂卵石层等承压较好的持力层时,常采用预制钢筋混凝土桩或钢筋混凝土灌注扩底桩(墩)。

在地震区、有可能液化的粉土、粉细砂土地基,一般采用振冲碎石桩处理。

在山区或岩溶地区,应根据地形地质条件,结合总体布置,避开岩溶发育地段和非稳定地基,以及可能发生滑坡或可能遭受邻近滑坡威胁的地段,一般不采用压实填土地基。

对近海新近沉积和冲填软土地基,采用干振碎石桩加普夯的方法处理,或用深层搅拌桩,具有经济性和技术效果均好又便于施工等优点。见主厂房基础。

ye lun

叶轮 (bladed disk) 装有动叶的轮盘,冲动式汽轮机转子的组成部分。其作用是将动叶的转动转矩传递给主轴,驱动发电机发电。

叶轮的构造因转子的型式而异。一般所谓叶轮是指套装叶轮。

套装叶轮的剖面见图1。叶轮由轮缘、轮面和轮毂三部分组成。轮缘用来安装叶片,其形状与叶根形状有关。轮面的型线有等厚度型、锥型、双曲线型和等强度型四种。在选择轮面型线、轮缘结构和尺寸时应综合考虑叶轮的应力状态、振动特性、加工工艺性和标准化等因素,避免应力集中,并使应力尽可能小。适当选取轮毂长度可以改善内孔应力,但过分加大其长度会影响总体尺寸,并且降低内孔应力的效果也不

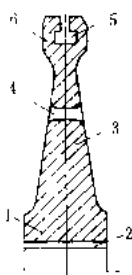


图1 套装叶轮剖面示意图

1—轮毂;2—键槽;3—轮缘;4—平衡孔;5—叶根;6—轮缘槽

大。轮面上开有平衡孔,用于减小叶轮两侧的蒸汽压力差引起的轴向推力。孔的边缘倒圆磨光,以减小应力集中。由于离心力和温度的影响,运行时,套装叶轮内孔会增大,因此,两者的连接方式须用过盈配合。在装配时,先将叶轮加热到内孔大于主轴尺寸后,再套到轴上。这个过程称为红套。套装叶轮按松动转速 n_s 来确定过盈量和径向应力。当转速达到某一数值时,叶轮孔与主轴的实际过盈刚好消失,也没有产生间隙,轮孔处的径向应力为零。该转速称为松动转速。松动转速应高于超速保护的最高动作转速。通常过盈值取轴直径的0.001~0.0016倍。考虑到叶轮由于某种原因发生松动仍要传递一定的扭矩,叶轮红套在轴上,一般还用轴向键或轮毂端面上的径向键与中间套筒和汽封套筒相连接,以保证叶轮扭矩传递的可靠性。对于轮孔应力较大的末几级叶轮,一般采用端面径向键以避免轴向键在轮孔处引起较大的应力集中(见图2)。

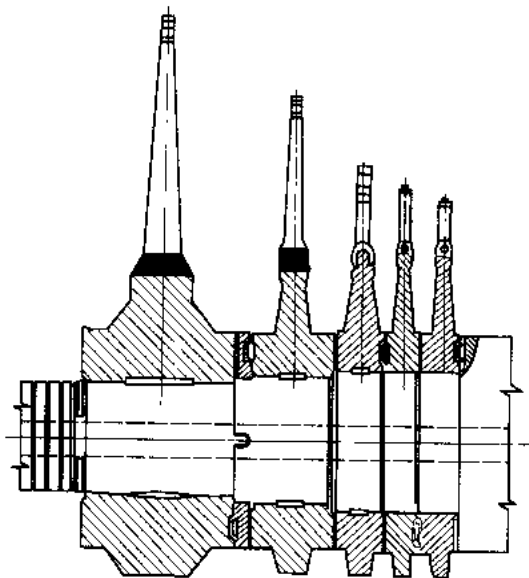


图2 端面径向键装配图

套装叶轮用两半对分的定位圈确定在轴上的安装位置。定位圈嵌在轴上相应的槽道里,其端面与轮毂之间留有轴向间隙,以保证叶轮受热后能自由膨胀。

对于套装叶轮,红套前要对每级叶轮进行静平衡校验,若出现较大偏差时,则用在轮面上刮去不平衡重量的办法来校正。

ye lun lie fei

叶轮裂飞 (disk cracking and bursting off)

在运行中汽轮机叶轮产生裂纹,并进一步发展酿成叶轮断和飞逸的灾难性事故。叶轮裂飞的主要起因是应力腐蚀,最容易发生在低压转子的套装叶轮上,其

他起因还有脆性断裂、碰磨损伤和轮缘裂纹。

应力腐蚀 主要是静态拉应力和腐蚀介质共同作用于低压转子套装叶轮的键槽圆角处,引起应力腐蚀,导致叶轮裂飞。产生应力腐蚀的条件取决于应力、介质和材料的特性。套装叶轮内孔表面的运行切向应力要比实心叶轮相应位置的应力大一倍。另外,为了防止超速和甩负荷时叶轮松动,套装叶轮内孔要有较大的装配过盈量和轴向键槽,结果使叶轮键槽处的局部应力接近或达到材料的屈服极限,为应力腐蚀创造了先决条件。汽轮机的末几级叶轮处于湿蒸汽区和过渡区,蒸汽中携带的杂质(如NaCl和NaOH)易于积聚在这些地方,对钢材有较大的腐蚀作用。这种腐蚀在叶轮的键槽、轮缘、叶根槽和铆钉缝隙处尤为严重。由于蒸汽过渡区反复处于干湿蒸汽状态,腐蚀性介质浓缩更为明显,它是最易发生应力腐蚀的灵敏区域(大多数为次末级)。叶轮材料的强度偏高,韧性过低,晶界有硫和磷等有害杂质偏聚时,易产生应力腐蚀。应力腐蚀裂纹发源于蚀坑,具有沿晶和分叉的特征。应力腐蚀裂纹扩展速度较慢,而且一般的叶轮材料的断裂韧性较高,临界裂纹尺寸也较大,故可在机组大修时发现裂纹,防止叶轮飞逸事故。防止叶轮应力腐蚀的主要措施有:①改进叶轮结构,把轴向键改为径向键;改进叶轮内孔型线,降低叶轮侧面内孔的套装应力;取消套装叶轮转子结构,而采用整锻转子或焊接转子结构;②改善汽品质;③提高回火温度,使强度和韧性合理配合;降低材料中硫和磷等有害杂质含量,提高抗应力腐蚀的能力;④加强对低压叶轮轴向键槽的无损检测。

脆性断裂 叶轮材料的断裂韧性低和内部存在密集性的夹杂物或白点等缺陷,在运行中可能发生突然断裂。断口为脆性,在裂源处可发现上述材料缺陷。提高材料质量是防止该类事故的主要方法。

碰磨损伤 转子运行中,因隔板和叶轮面碰磨,造成叶轮面擦伤或烧伤。碰磨消除后,叶轮表层存在较大的残余拉应力或表面已形成烧伤的沿晶氧化裂纹。在以后的运行或停机过程产生应力腐蚀裂纹。在叶轮的摩擦面,裂纹多而密集,呈径向分布,但深度较浅。裂纹区的材料晶粒粗大并呈淬硬组织,摩擦变形区的硬度比基体材料明显升高。

防止措施主要有:①提高隔板的抗蠕变能力;②保证安装质量,防止运行中窜轴;③保持汽缸体的温度均匀,防止隔板因温差大发生变形;④发生碰磨后,应去除表面烧伤层和裂纹,对摩擦淬硬层进行高温回火处理,使其硬度接近母材的硬度值,以降低残余应力。

轮缘裂纹 轮缘上安装叶根,它的受力情况复杂,应力水平也较高。当叶片振动传递至叶根时,可能使轮

缘疲劳开裂。在高温段,轮缘的局部应力集中处还会产生蠕变损伤。防止方法是避开叶片共振,降低叶根的应力和改进轮缘结构减少应力集中。

ye lun qiang du.

叶轮强度 (strength of bladed disk) 汽轮机运行时,作用在叶轮上的力主要是动叶和叶轮本身在高速旋转时所产生的离心力,套装转子由过盈引起的轮孔内表面的应力,启动、停机或负荷变化时叶轮在不同半径处的温度差所引起的热应力,以及因叶轮或叶片振动所引起的振动应力等。至于叶轮传递力矩所引起的应力可忽略不计。为保证叶轮在设计条件下能长期安全可靠的工作,叶轮的强度性能应符合要求,往往需进行强度计算。

应力计算 叶轮的应力状态是轴对称平面应力状态:即叶轮平面内只有径向和切向应力,通常轴向应力可忽略不计,且同一半径上各点的径向、切向应力各自相等。当不计温度应力时,对等厚度叶轮可按旋转叶轮强度的基本微分方程式方便地得到精确解,但对其他轮面形状的叶轮求解则比较困难。实际叶轮不是一个简单的等厚度圆盘,而是变厚度轮盘,在计算实际叶轮应力状态时,将其简化为由不同厚度的阶梯形状的等厚度段组成,通常采用两次计算法。其原理是根据应力叠加原则,对每一等厚度段按两次不同条件计算,将求得的应力相加乘以修正系数,得到叶轮各段的真实应力。计算按叶轮结构可由内向外(轮毂到轮缘)或由外向内进行,计算程序完全一样。

叶轮强度的精确计算可采用有限元法。

不同轮面型线的叶轮应力状态有以下几点结论:①等厚度叶轮应力与其厚度无关,要提高叶轮强度,只有采用变厚度叶轮。②从叶轮应力分布看,切向应力比径向应力大,特别是空心叶轮这两个应力相差甚大。最大应力发生在叶轮中心(实心轮)或内孔处(空心轮)因此,实际的等厚度叶轮通常有较厚的轮毂部分,可以降低轮孔处最大应力。③相同条件下实心叶轮比空心轮最大应力小一半左右。因此,采用实心叶轮也能提高叶轮强度。

套装叶轮的装配过盈和应力 套装叶轮内径处的径向应力与装配过盈量有关,其计算内容包括:①根据松动转速求得叶轮和轴的装配过盈量;②计算叶轮按最大过盈量在工作转速时的应力;③核算最大松动转速时轮孔应力;④校核静止状态叶轮的应力。

叶轮套装前(冷态时),轴的半径与叶轮内孔半径之差 ΔR 称为过盈量,用松动转速 n_s 的概念来计算叶轮的装配过盈量。松动转速就是使叶轮内孔的径向应力为零时的转速。松动转速的选取应使求得的过盈量

能保证叶轮在任何工况下工作而不会松动。为此,最小松动转速一般取 $n_{s\min} = (1.12 \sim 1.2)n$ (n 为工作转速)。由最小松动转速确定相应的最小过盈量。由于加工有公差,最大过盈量一般取 $\Delta R_{\max} = \Delta R_{\min} + 0.08 \text{ mm}$ 。叶轮与轴配合处的应变·应力沿轴向分布不均匀,使叶轮实际松动转速大于计算值,轮毂越宽,偏差越大。

温度应力 由于叶轮沿径向或轴向受热不均匀,使膨胀或收缩受到限制所引起的应力。对于高温区域工作的叶轮必须考虑温度应力。叶轮温度应力仍可采用两次算法,计算步骤也与离心应力的两次法基本相同,温度应力与离心力等产生的应力叠加即为叶轮的总应力。

材料选择和许用应力 叶轮应当根据具体结构特点和载荷及工作温度等情况来选用相应的材料,既要注意材料有足够的强度,还要考虑到有足够的抗断裂和抗腐蚀性能。为使同一材料有较好的综合性能,要求其屈服比 $\frac{\sigma_{0.2}}{\sigma_b} \leq 0.8 \sim 0.85$ 范围内,延伸率 $\sigma \geq 15\%$ 。叶轮常用材料有 34CrMo、35CrMoV 及 34CrNi3Mo 等。

在求得叶轮的应力状态后,将它与所选用材料的许用应力进行比较,以判定叶轮工作的安全性。低温下工作的叶轮按材料屈服极限校核其强度,根据套装、整锻或焊接的不同叶轮结构情况,许用应力的安全系数在 1.6~3.0 之间选取。高温区工作的高、中压转子,还应以材料蠕变极限和持久强度极限为校核基准,安全系数在 1.25~1.65 之间选取。

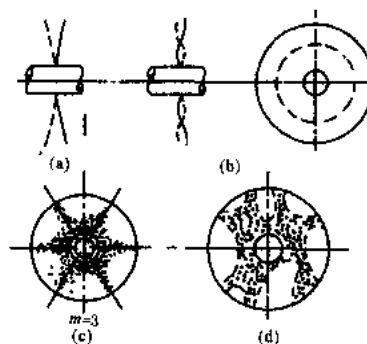
上述叶轮强度校核方法应选取应力高峰区域的数值。套装叶轮应力高峰区域在轮缘部分和内孔表面。如果轮缘与轮面相接的过渡区有缩颈段及平衡孔边缘将引起应力集中,这些地方的应力应予以校核。

叶轮振动

叶轮振动 (bladed disk vibration) 作为弹性系统的叶轮与叶片的耦合振动,又称叶轮—叶片系统振动或称轮系振动。由于叶轮平面内刚性非常大,叶轮只可能产生轴向振动。叶轮振动存在固有频率和振型。叶轮工作时受到喷嘴喷出的不均匀气流周期性激振力的作用,当激振力频率和叶轮固有频率重合时,可产生共振,甚至危害安全运行。

振型 随着激振力频率的变化,叶轮将产生一系列不同型式的共振。叶轮轴向振动有以下四种振型(见图): ①伞型振动。当节径和节圆数均为零时的叶轮振动。②带有节圆的振动。叶轮振动时,被若干个“节圆”分成几个圆环区域。节圆处的振幅为零。③带有节径的振动。当轮系振动时,叶轮、叶片上出现振幅为零

并按直径方向分布的一条条节线,即节径,将叶轮分成若干个扇形而,相邻的两个扇形面上对称质点的振动相位相反。一定的节径数对应一定的振动频率。节径数 m 越多,叶轮振动的固有频率越高。④复合振动。由带节圆的振动与带有节径的振动叠加而成,其振型较为复杂。



叶轮的振型

(a) 伞型振动; (b) 带有节圆的振动;
(c) 带有节径的振动; (d) 复合振动

实践证明,节圆的振动和伞型振动只有当叶轮刚性不足的情况下才会发生,实际上很少遇到。复合振动则更少见。带有节径的振动的危险性最大,容易激发,维持该型振动所需能量较小,绝大多数叶轮振动事故均因这类振动造成的。故对叶轮振动安全性的考核主要是考核带节径的轴向振动。

叶轮共振特性 带节径的叶轮振动,实际上是沿轮周方向、频率和振幅相同、传播方向相反的两个行波叠加而成。与叶轮转向同向的行波称为前行波,与叶轮转向相反的则称为后行波。在旋转叶轮上,前行波被气流迅速衰减;后行波可从气流中不断取得能量得以延续和发展。因此,旋转叶轮的振动是后行波在叶轮上的传播引起的。这与静止叶轮的振动有显著不同。当后行波的转速与叶轮的转速 n 相等时,相对于隔板,后行波变为空间静止波。此时叶轮转速称为临界转速,常以 n_c 表示。对于一个轮系来说,对应不同的节径数 m ,有不同的临界转速 n_c 。

$$n_c = f_d / m = f / \sqrt{m^2 - B}$$

式中 f_d 、 f 为节径数为 m 的轮系振动的动、静频率; B 为轮系的动频系数,它与轮系的结构和振型有关, m 数愈少和叶轮质量及刚度愈小, B 值愈小。 B 值可由实测或经验公式求得,一般在 2~5 的范围内变化。在临界转速下,轮系动频率 $f_d = mn_c$ 。当轮系动频率 $f_d = (m \pm k)n$ 时也会发生共振,式中 k 为整数,此时相应的转速称为共振转速。其比 n_c 小的称为低共振转速 n_l ,比

n 大的称为高共振转速 n_h 。 $n_1 = f / \sqrt{(m-k)^2 - B}$;

$n_2 = f / \sqrt{(m+k)^2 - B}$ 。

安全性校核 由于轮系振动特性复杂, 还没有把叶轮振动和强度统一考核的设计准则, 仍采用避开共振的方法来保证安全。

叶轮最危险的振动是临界转速时的共振, 其次是低共振转速时的振动。因此, 叶轮在设计和运行中必须避开这些共振。通常只考虑 $m=2\sim6$ 的临界转速, 以及 $k=1, 2, m=2, 3$ 的低共振转速。轮系振动安全避开率 $\Delta n = \frac{n_d - n}{n} \times 100\%$ 。式中 n_d 为叶轮的临界转速或低共振转速。目前一般采用的叶轮振动安全率标准见表。

轮系振动的安全避开率

节点直径数 m	2	3~4	5~6
安全避开率 Δn (%)	± 15	± 10	± 5

/-plan

叶片 (blade) 汽轮机中将蒸汽的热能和动能转换为转子旋转机械能的部件。一台现代大功率汽轮机有数千甚至上万只叶片。叶片有动叶和静叶之分。静叶装在隔板、静叶环或喷嘴室中, 运行时受力较小, 事故很少。动叶装在转子上, 运行中叶片在实现高效能量转换的同时, 要承受很高的综合应力, 并且受到交变汽流力的激励而产生振动。叶片的安全可靠性直接关系到整个汽轮机的安全。因此, 对叶片的气动、热力特性和强度振动性能设计及其材料、加工、装配都有很高的要求。叶片不作说明时一般多指动叶。

在汽轮机内, 蒸汽从进口处很高的压力, 在通流部分逐级膨胀到凝汽器的很低的压力 (真空), 蒸汽比容可以增大千余倍。因此, 第1级叶片很短, 而末级叶片很长, 最长的可达1.5 m。末级叶片顶部最高的圆周速度可达600 m/s以上。

结构 为了达到在经济合理的基础上确保汽轮机安全可靠和提高效率, 研制出了繁多的叶片型式, 结构也都很复杂。这里的经济合理是指对材料消耗、加工难易、装配要求、维修便利等因素进行综合考虑。一只叶片一般由叶身 (或称工作部分、叶型部分)、叶根和连接件三部分组成 (见图1)。也有叶片只有前两部分而没有连接件, 称为自由叶片或单个叶片。

叶身 通常有三种类型 (见图1): ①等截面直叶片。一般当 $D_p/l_d > 10$ 时, 因叶高反动度变化不大, 在叶栅效率下降不多的条件下, 可采用这种叶片。其加工

简单, 多用于汽轮机高中压缸的短叶片级中。②变截面直叶片。多用于老式汽轮机中, 目前很少使用。③变截面扭叶片。由于这种叶片无论气动性能或强度方面都能较大幅度地满足设计要求而得到广泛的应用。这种叶片加工复杂, 大大增加了加工量, 一般用于 $D_p/l_d < 10$ 的较长叶片, 一些加工能力较强的制造厂从高压级到低压级全部采用扭叶片。在变截面扭叶片中, 由于全三元设计技术的发展, 复合弯扭叶栅得到了工程应用。

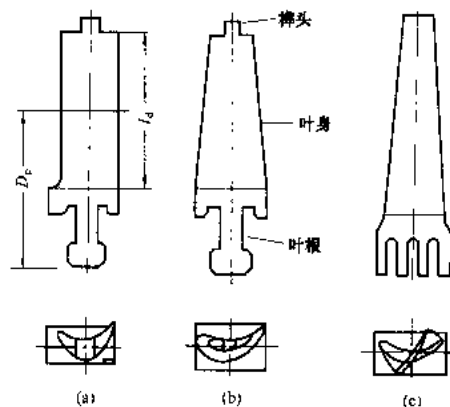


图1 叶片结构型式

(a) 等截面直叶片; (b) 变截面直叶片;

(c) 变截面扭叶片

D_p —平均直径; l_d —工作部分高度

叶根 叶片固定在叶轮轮缘或转鼓上的部位。叶根工作条件苛刻, 应力高、应力集中严重、缝隙中易形成腐蚀环境以及承受自叶身下传的振动, 为叶片上的薄弱环节。叶根结构型式主要取决于强度、制造和加工工艺条件以及转子型式。常用的叶根结构型式大体可分为三类: 隔叶件式、常用嵌入式和整体式。应用最普遍的是嵌入式。

(1) 隔叶件式 叶栅节距通过叶根之间的隔叶件 (中间垫块) 来定位。这种叶根加工简单、省料, 但承载能力差, 已趋于淘汰。

(2) 嵌入式 应用得最普遍。按叶根在轮槽中的嵌入方向分为周向和轴向两种装配方式。广泛采用的有以下几种结构型式 (图2): ①T型叶根。其承载能力从小到中等, 加工、装配都较简便, 但封口叶片装配工艺要求较高。叶根底部一般配有垫片, 以便紧配。②外包T型叶根。又称带小脚T型叶根, 在中国应用较广。由于叶片离心力作用使轮缘有张开的趋势, 叶根小脚卡住轮缘, 减少了轮缘的弯应力。对于中长叶片, 为了提高承载能力, 采用带小脚的双T型叶根。T型叶根为周向装配式, 在轮缘槽中开有一个或两个窗口, 以便将叶片从窗口处依次装入轮缘槽中, 固定在窗口处的叶片为封口叶片, 用铆钉固定在轮缘上。这种装配方式

的缺点是当拆换损坏的叶片时,必须通过窗口进行,会涉及许多好叶片,增加了叶片装拆工作量。③菌型叶根。用于整段转子,可充分发挥叶片和叶轮材料强度性能,叶根粗壮,骑在轮盘的凸缘上,应力集中较低,且对轮缘起保护作用,是一种较合理的叶根结构,多用于中、短叶片。④叉型叶根。用根叉周向插入轮缘上叉型槽道中,并用轴向销钉固定,刚性较好,更换叶片方便。根叉数最多达9叉,叉数越多,承载能力越大。这种叶根得到了广泛应用。大功率汽轮机的调节级,有的将几只叶片的叶根合并为一体插入轮槽中。⑤枫树型叶根。通常为轴向装配式,叶根承受能力最强,可单独拆修,装拆方便。叶根加工精度要求高,工艺复杂,用于高压级时,存在叶根间隙漏汽问题,所以只用于大功率汽轮机调节级及低压末几级叶片上。

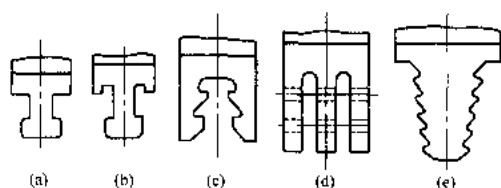


图2 叶根结构型式
(a) T型; (b) 外T型; (c) 菌型;
(d) 叉型; (e) 枫树型

(3)整体式 为了适应特殊苛刻的工作条件,大型机组的调节级将叶片焊接成叶片环直接焊到轮缘上。这种结构对焊接工艺要求很高,维修非常困难。

台肩 叶身和叶根之间的过渡部位,使来自叶身的不均匀离心载荷较均匀地传递到叶根。台肩的外形宜将叶型包围,不使出汽边悬伸于台肩之外,造成局部应力集中。

连接件 包括围带和拉筋。许多汽轮机叶片带有连接件,把相邻若干叶片连接成组,或把一级所有叶片连接成整圈,可以调整叶片固有振动频率和减少叶片动应力。

围带或称覆环,在叶片顶部,可以减少叶顶漏汽。其与叶片常用的连接型式见图3。

拉筋也称拉金,在叶身中部。最初,拉筋用来调整叶片的频率,以避免共振,后来则用以抑制振动,进而

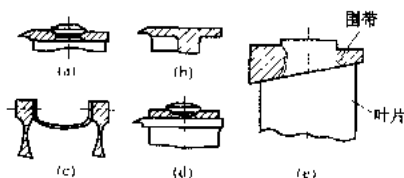


图3 围带与叶片的连接型式
(a) 铆接围带; (b) 整体围带;
(c) 拱型围带; (d) 双层围带; (e) 铆接斜围带

还有防止颤振等作用。拉筋与叶片连接方式有焊接和松装等。拉筋有实心、空心圆形及两半圆形等。现代大型汽轮机末级叶片,为提高承载能力,还采用所谓的整体拉筋(凸台拉筋)结构,在叶身内、背弧处各伸出一段形似拉筋的鳍片,再将相邻叶片焊接成组或在相邻叶片的鳍片之间留有间隙,在运行时利用长叶片扭转恢复的扭力使之相互贴紧连成整圈,从而增加叶片阻尼起到减少动应力作用。常用的拉筋与叶片连接型式见图4。

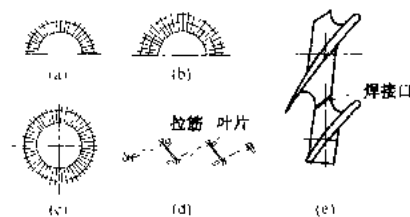


图4 拉筋与叶片连接型式
(a) 分组连接; (b) 网状连接; (c) 整圈连接;
(d) Z型连接; (e) 凸台连接

叶片型线 叶片工作部分横截面的轮廓线,由内弧和背弧两条光滑曲线构成,又称为叶型。叶型设计有两个基本要求:①保证叶片有足够的强度,使它的应力保证在允许范围内;②使相邻两叶片同一高度截面上的两叶型之间,构成汽流流动的光滑通道,使叶型表面的汽流保持均匀加速或不突然减速,从而达到能量的高效转换。叶型可分为冲动式叶型和反动式叶型两类(图5)。冲动式叶型之间构成的通道截面宽度从进口到出口差别不大,出口压力接近进口压力,通道中汽流速度的大小沿流线也变化较小。反动式叶型之间构成的通道截面从进口到出口显著收缩,流动中压力逐渐降低,出口压力低于进口压力,通道中汽流速度沿流线逐渐增大。

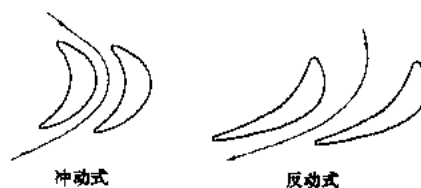


图5 叶片型线

叶片拆装

(dismantling and reassembling of turbine blade) 叶片发生故障后在发电厂现场拆装的工艺。叶片拆装一般分为准备、拆卸和组装三个阶段。

准备阶段 换叶片前准备工作:①准备齐全叶片拆装所需专用工具和设备。②对旧叶片部件进行清洗和缺陷检查,确定旧叶片能否继续使用。③对新叶片数



量和各部件结构尺寸及其材质进行校核。④对新叶片应有每片在力矩秤上测定的力矩值,根据整圈叶片的力矩值进行平衡编组 and 制定叶片组装序号。将重量相同的叶片组装在直径对称的位置上,避免转子产生严重的不平衡。⑤检查紧装叶根贴合严密性及锥度方面的缺陷,对叶片进行初步修整。⑥对叶身高度大于300 mm的动叶片应有每片的测频记录。

拆卸阶段 旧叶片的拆卸工艺和要求取决于该机旧叶片的结构设计,包括封口片与封口块/销的结构,以及旧叶片修整后是否要再使用。若拆下的叶片不再留用,只要保证不损坏叶轮,可采取快速拆卸方法。若旧叶片可以继续使用,在叶片拆卸过程中,不得损伤到叶轮和叶片。

对于叶根用销钉固定于叶轮上的叶片,拆前先将此销钉打出。制造厂铰销钉孔和装入销钉是从进汽侧进行的。因此,销钉宜从出汽侧反向打出。对于销钉根部铆固在叶轮销孔倒角内的,可用专用钻孔装置将销钉中心部分钻掉,剩下中心薄套便于顶出。侧装式叶片需根据封口片的结构设计,于拆叶片前先取出封口片叶根与相邻叶根间的锁销。对大叶片的特殊结构设计,有的要先取出封口片叶根与叶轮间的锁销,继而拆出封口片与其叶根底部的锁垫(包括碟形弹簧垫),取出相邻叶根与叶轮轮缘间的定位销键,再拆相应的叶片。

叶根沿轮槽圆周向安装的叶片,每级最后装入的一片叶片或楔块(一个封口)为封口片或封口块。两个封口的叶轮有两个封口片或封口块,只要拆出封口片或封口块,全级叶片即可由轮槽封口处逐片取出。

组装阶段 现代大型汽轮机叶片的叶根装配采用圆周向紧装和侧向装配两种方式。侧装式纵树型叶根与叶轮的配合由加工来保证,在叶根底部有楔片或碟形弹簧垫紧。圆周向装配的叶片,为保证相邻叶根接触面贴合严密,装配时进行研合,要求对叶片根部用0.03 mm塞尺片塞不进。若个别叶片用0.03 mm塞尺片塞入,深度要小于10 mm。同时,要求相邻叶根接触面应占总面积的75%以上。另外,组装后叶片安装位置要用轴向和幅向样板检查,应满足设计要求。若上述三项要求达不到,应对叶根接触面进行反复研刮和采用加厚片或减薄片来调整,当叶根底部装有垫隙条时,最好每叶一只。要防止垫隙条太紧,降低叶根圆周向贴合紧密性。

封口叶片和封口块的装配 正确修整和装配封口叶片和封口块的工作较为重要,它保证叶根相互研合后装配严密性,并可使其牢靠固定在封口槽内,保证汽轮机运行时不会飞脱。

叶片连接件的装配 ①围带的装配:大型汽轮机的铆接围带,一般采用强度较高的方形、矩形和菱形铆

头。组装时要校对尺寸,并进行细致修整,避免引起应力集中和使围带损坏。围带冲孔节距应准确与叶片节距相符,围带套装到铆头上,叶片不得产生附加弯曲应力。围带应与叶肩严密贴合。铆头高度要比围带高出2 mm左右。要用手锤铆铆头,围带孔内需为铆头铆粗金属所填实,严格控制锤击次数(约10次),避免铆头材料的冷作硬化和应力集中。组装好围带的叶片在光车外圆时,应控制进刀量,防止伤及铆头和叶片产生裂纹。②拉筋与叶片焊接(用钎焊条敷焊):焊接时注意不可超温,不在同一叶片组连续钎焊,要安排一定的施焊顺序,并注意焊后除应力,使叶片运行中不致产生拉筋孔裂纹与拉筋断裂等故障。

换装叶片的质量鉴定 整级叶片换装结束后,应进行检查和测试。首先是换装叶片质量的检查:①叶片的径向和轴向安装位置误差应符合标准要求;②通流部分轴向、径向间隙与修前测量值相比较,应无大变化,并符合质量标准要求;③叶片装配的严密性,用0.03 mm塞尺片检查,应无间隙;④封口叶片和封口块以及连接件装配情况应符合设计要求。其次是叶片振动特性的测量:检查叶片切向A₁型振动静频率,应在合格范围;作为检验叶片加工和装配质量的一个指标,全级叶片频率分散率 Δf 应不大于8%,因此,即使在全级的振动特性调频合格时,过大频率分散率仍然是不允许的。当叶片振动特性测量不合格时,应采取有效的调频措施。第三是转子校动平衡:一般转子经过拆装叶片后,应做动平衡试验。当更换新旧叶片重量均调整到相等时,可免于校验动平衡,但需做好全速动平衡的准备。

vepian: piao

叶片疲劳 (blade fatigue) 叶片材料在交变应力或交变应变作用下,某些部位的微观结构产生了逐渐的不可逆变化,导致在一定的循环次数以后形成宏观裂纹或发生断裂的过程。叶片故障的原因大多为疲劳损伤。汽轮机服役过程中,叶片要承受稳定载荷和交变载荷,在叶片中产生稳定应力(离心应力、稳定气流应力、稳定热应力)和交变应力(振动动应力、起停引起的离心应力循环、热应力循环、自激振动引起的交变应力等)。叶片的疲劳损伤和疲劳寿命由交变应力、平均应力(稳定应力)、材料的强度和循环特性、叶片表面状况、腐蚀介质、运行历史和运行条件等因素所决定。

疲劳破坏的特征 疲劳破坏与静力破坏有着本质不同的特征:①在交变载荷作用下,交变应力在远小于材料强度极限的情况下,破坏就可能发生;②不管是塑性材料或弹性材料,疲劳断裂在宏观上均表现为无明



显塑性变形的突然断裂,即疲劳断裂常表现为低应力脆性断裂,这一特征使其具有更大的危险性;③疲劳破坏常具有局部性质而不牵涉到整个结构的所有材料,局部改变的细节设计或工艺措施,即可较明显地增加疲劳寿命;④疲劳破坏是一个累积损伤过程,需经历一定的时间历程,甚至很长的时间历程。金属材料的疲劳破坏可分为疲劳裂纹萌生、疲劳裂纹扩展和失稳断裂三个阶段;⑤疲劳破坏断口在宏观上和微观上均有其特征,有助于分析是否属于疲劳破坏及疲劳破坏的类型;⑥叶片表面上金属材料所受约束较少,与工作介质直接接触,及表面上往往留有加工及服役过程造成的痕迹,因此疲劳裂纹常在叶片表面萌生。实际叶片疲劳裂纹的萌生总是局限在一定的部位,如进、出汽边,叶根、围带、拉筋孔及截面突变过渡等区域的应力集中处,锻、铸、焊、热处理造成的表面裂纹或其他缺陷,表面机械划伤或冲蚀缺口,局部腐蚀坑,表面残余拉应力,最大振动交变应力的部位等。

叶片高周疲劳 运行时叶片的振动动应力是对叶片的高周疲劳载荷。由于叶片动应力取决于激振频率及其谐波分量、叶片固有频率、振动模态、模态刚度及阻尼,因此叶片高周疲劳寿命与上述参数紧密相关。振动载荷的循环次数较多而幅值变化较小,对叶片造成高周疲劳。

叶片低周疲劳 机组启动-运行-停机循环对叶片产生低周疲劳载荷,包括离心应力循环载荷及热应力循环载荷等。这些载荷在一次起停中仅循环一次,对叶片造成次数较少而幅值变化较大的低周疲劳。叶片低周疲劳损伤多发生在叶根等交变应力较大及应力集中较大的部位。

叶片腐蚀疲劳 汽轮机叶片在蒸汽环境中工作,蒸汽本身就含有腐蚀介质,在湿蒸汽区,尤其是在过渡区(干、湿蒸汽分界威尔逊线附近)介质的腐蚀性更为强烈。叶片材料在腐蚀性介质中承受交变载荷产生的疲劳破坏称为腐蚀疲劳。腐蚀疲劳是材料受交变应力和腐蚀介质联合作用、互相促进的破坏过程,会加速裂纹的形成和扩展,它比其中任何一种单独作用要严重得多。

叶片疲劳寿命预估 叶片疲劳总寿命为疲劳裂纹萌生寿命与疲劳裂纹扩展寿命之和。由于叶片断裂故障是对机组安全运行的重大威胁,以及裂纹萌生寿命占疲劳总寿命的绝大部分,工程中将叶片的疲劳裂纹萌生寿命作为叶片的疲劳寿命。叶片的疲劳寿命并不取决于其名义应力,而是由应力集中(或应变集中)处的最大局部真应力和真应变所决定。

叶片疲劳寿命预估方法和步骤:①确定汽轮机叶片的高周疲劳载荷谱和低周疲劳载荷谱。②用材料

循环应力应变公式及应力应变迟滞回线公式,及修正的 Neuber 公式 $\Delta\sigma \cdot \Delta\epsilon = (K_t \cdot \Delta S)^2 / E$ 求解叶片考核部位(应力集中处)处于非线性应力状态的局部应力和局部应变,再得到封闭的应力应变滞回环。式中 $\Delta\sigma$ 为真应力范围; $\Delta\epsilon$ 为真应变范围; K_t 为疲劳缺口系数; ΔS 为名义应力范围; E 为弹性模量。③用雨流法对载荷时间历程进行鉴别和计数。④用改进的应变寿命 Morrow 公式 $\frac{\Delta\epsilon}{2} = \frac{\sigma'_f \gamma'_f - \sigma_m}{E} (2N)^b + \epsilon'_f \gamma'_f (2N)^{b'}$,

$$b = \frac{\lg \left(\frac{\sigma_{-1} \gamma_c \epsilon_d \beta}{\sigma_{-1} \gamma_c} \right) - \lg \left(\frac{\sigma'_f \gamma'_f}{\sigma_{-1} \gamma_c} \right)}{\lg \left(\frac{\sigma_{-1} \gamma_c}{\sigma'_f \gamma'_f} \right) - \lg \left(\frac{\sigma'_f \gamma'_f}{\sigma_{-1} \gamma_c} \right)} b, \text{ 计算每个滞回环的寿}$$

命。式中 σ'_f 为疲劳强度系数; ϵ'_f 为疲劳延性系数; σ_m 为平均应力; $2N$ 为以反向数计的疲劳寿命; γ_c 、 γ'_f 、 γ'_f 分别为疲劳极限晶粒度系数、断裂强度晶粒度系数和断裂延性晶粒度系数; b 为疲劳强度指数; b' 为修正的疲劳强度指数; c 为疲劳延性指数; σ_{-1} 为对称弯曲疲劳极限; ϵ_d 为尺寸系数; β 为表面系数,由表面加工系数、表面强化系数、腐蚀疲劳系数、微动磨损疲劳系数等构成。⑤用疲劳累积损伤法则(如修正 Miner 法)计算疲劳损伤和疲劳寿命。

本方法可计及前述各因素的影响,并把计算高周疲劳寿命与低周疲劳寿命的方法统一起来。

version qiangdu.

叶片强度 (strength of blade) 叶片在设计条件下长期安全可靠工作的力学性能。叶片工作时,在叶片上的作用力主要有两种:一是高速旋转时由叶片自身质量和围带、拉筋质量产生的离心力;二是流经叶片的汽流作用力。此外,处于蒸汽过渡区工作的叶片还受到腐蚀介质的作用,低压力级叶片工作在湿蒸汽区,还受到水滴的冲蚀作用。

在叶片上的蒸汽作用力是由不随时间变化的平均值分量(为均匀蒸汽力)和随时间变化的分量(为汽流激振力)所组成。前者在叶片中产生静弯曲应力,而后者则引起叶片的振动应力。

离心力在叶片中不仅产生拉应力,而且当离心力作用线不通过计算截面形心时,会产生偏心弯应力。离心力和均匀蒸汽力还会在叶片中引起扭转应力。一般扭转应力和起停机时产生的热应力都较小,可省略不计。

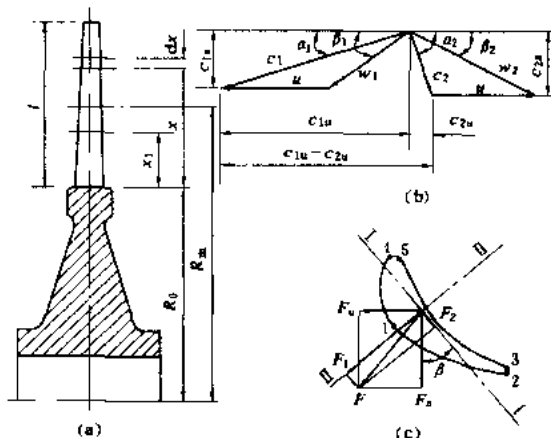
叶片强度计算就是保证叶片离心力和均匀蒸汽作用力在叶片上产生的应力,在设计工况和变工况运行中,均要保持在允许范围内。离心力计算用的工作转速应按汽轮机允许的最高转速(超速保护动作转速)计算。对非调节级,蒸汽力按级最大流量工况计算;对采用喷嘴调节的调节级,蒸汽力按第一组喷嘴对应的调节阀全开时的工况计算。

离心力产生的应力 包括:①拉应力;②偏心弯应力;③扭叶片在离心力作用下还产生扭应力。

变截面叶片在距离叶片工作部分底部 x_1 处的截面(见图)离心力为

$$C = \rho \omega^2 \int_{x_1}^l (R_0 + x) A_x dx \quad (1)$$

式中 C 为 x_1 处截面以上叶片工作部分的离心力; ρ 为叶片材料密度; ω 为角速度; l 为叶片高度; R_0 为叶片工作部分底部处半径; A_x 为距底部 x 处的叶片截面积。



叶片强度计算图解

离心力产生的拉应力为

$$\sigma_{cl} = \frac{C}{A_1} \quad (2)$$

式中 σ_{cl} 为 x_1 处叶片截面上的拉应力; A_1 为 x_1 处的叶片截面积。

对有连接件(围带或拉筋)的叶片,离心力产生的拉应力为

$$\sigma_{cl} = \frac{C + C_s + \sum C_w}{A_1} \quad (3)$$

式中 C_s 、 C_w 分别为一个节距的围带和拉筋的离心力,在 x_1 处截面以上若有多根拉筋时对各拉筋的离心力求和。

等截面叶片工作部分最大拉应力产生在底部 ($x_1=0$) 截面

$$\sigma_c = \rho \omega^2 R_m l + \frac{C_s + \sum C_w}{A} \quad (4)$$

式中 R_m 为平均半径。

离心力产生的偏心弯应力,有的叶片设计成很小或等于零;有的叶片则设计成有相当数值,并往往使其在背弧处为拉应力而在进出汽边为压应力。

离心力产生的扭应力,只存在于扭叶片,扭曲程度很大的长叶片有较高的扭应力。

均匀蒸汽力产生的弯应力 蒸汽在叶片上的作用力可分解为切向力和轴向力,并在叶片截面上产生弯应力。

距离叶片工作部分底部 x_1 处截面以上叶片所受切向和轴向蒸汽作用力及其产生的弯矩为

$$F_u = \frac{1}{Z} \int_{x_1}^l G(c_{1u} - c_{2u}) dx \quad (5)$$

$$F_a = \frac{1}{Z} \int_{x_1}^l G(c_{1a} - c_{2a}) dx + \frac{2\pi}{Z} \int_{x_1}^l (p_1 - p_2)(R_0 + x) dx \quad (6)$$

$$M_u = \frac{1}{Z} \int_{x_1}^l G(c_{1u} - c_{2u})(x - x_1) dx \quad (7)$$

$$M_a = \frac{1}{Z} \int_{x_1}^l G(c_{1a} - c_{2a})(x - x_1) dx + \frac{2\pi}{Z} \int_{x_1}^l (p_1 - p_2)(R_0 + x)(x - x_1) dx \quad (8)$$

式中 G 为通过单位叶高环形面积的流量; Z 为叶片数; c_{1u} 为进口切向分速; c_{2u} 为出口切向分速 [图 (b) 方向的 c_{2u} 定义为负值]; c_{1a} 为进口轴向分速; c_{2a} 为出口轴向分速; p_1 为进口压力; p_2 为出口压力。

F_u 和 F_a 的合力为 F , F 又可分解为图 (c) 中的 F_1 和 F_2 , 它们分别在 x_1 处截面产生弯矩

$$M_1 = M_u \cos \beta + M_a \sin \beta \quad (9)$$

$$M_2 = M_u \sin \beta + M_a \cos \beta \quad (10)$$

式中 M_1 为力 F_1 产生的绕截面最小主惯性轴 I-I 弯曲的弯矩; M_2 为力 F_2 产生的绕截面最大主惯性轴 II-II 弯曲的弯矩; β 为最小主惯性轴与汽轮机轴向的夹角 (高度 x_1 处的值)。

根据弯矩 M 和叶片断面系数 W (高度 x_1 处), 可求得叶片截面上的蒸汽弯应力

$$\sigma_{sb,u} = \frac{M_1}{W_1} + \frac{M_2}{W_2} \quad (11)$$

$$\sigma_{sb,o} = \frac{M_1}{W_3} - \frac{M_2}{W_4} \quad (12)$$

$$\sigma_{sb,i} = -\frac{M_1}{W_1} \quad (13)$$

式中 $\sigma_{sb,u}$ 、 $\sigma_{sb,o}$ 和 $\sigma_{sb,i}$ 分别为叶片截面进口处、出口处和背弧处的蒸汽弯应力; W_1 、 W_3 和 W_4 分别为截面背弧处、出口处和进口处绕最小主惯性轴 I-I 的断面系数; W_2 和 W_4 分别为出口处和进口处绕最大主惯性轴 II-II 的断面系数。

只计算绕最小主惯性轴 I-I 的弯矩 M_1 所产生的蒸汽弯应力

$$\sigma_{sb,u}^* = \frac{M_1}{W_1} \quad (14)$$

$$\sigma_{sb,o}^* = \frac{M_1}{W_3} \quad (15)$$

$$\sigma_{sb,i}^* = -\frac{M_1}{W_1} \quad (16)$$



对较短的等截面叶片,工作部分蒸汽弯应力在底部处最大。可以用节圆半径处的参数来计算 $r_1=0$ 处的弯矩 M_0 和 M_1 ,然后通过式(9)~式(16)求得该处的蒸汽弯应力,此时计算 M_0 和 M_1 的分式简化为:

$$M_{0(0)} = \frac{G(C_{10} - C_{20})l}{Z} \quad (17)$$

$$M_{1(0)} = \frac{G(C_{11} - C_{21})l}{Z} + (p_1 - p_2)tl \quad (18)$$

式中 G 为通过叶片的流量; t 为节圆半径处的叶片节距。

叶片材料 由于叶片工作条件和受力情况复杂,要求叶片材料具有较高的疲劳强度、衰减率、冲击韧性、耐腐蚀性,以及较高的高温持久强度极限和蠕变极限,同时要求叶片材料的工艺性能及化学、物理性能与叶轮材料相适应。常用的叶片材料见表1。

表1 叶片材料

材料	1Cr13	2Cr13	27Cr2Mo1V	Cr11MoV	Cr12WMoV
工作条件	450℃以下的一般级	450℃以下拉应力较大的级	530℃以下的高温区	530℃以下的高温区	570℃以下高温区级和拉应力大的低压级

质轻而耐腐蚀的钛合金材料逐步为长叶片采用。

围带和拉筋材料通常与叶片用材相同。

叶片静强度考核 叶片安全性考核,需要从静强度和动强度两个方面同时考核。动强度考核是叶片振动研究的问题。

静强度的考核是要求叶片各截面上各点的总静应力不超过许用应力。总静应力是指离心力产生的拉应力和弯应力以及按式(11)~式(13)计算的蒸汽力产生的弯应力之和,长的扭叶片还要考虑离心力产生的扭应力。在较低温度(一般指450℃以下,随叶片材料而有所不同)工作的叶片,许用应力由常温下材料的屈服极限与安全系数之比确定。在高温下工作的叶片,要分别计算工作温度下材料的屈服极限、蠕变极限和持久极限与相应不同安全系数之比,然后取三者中最小的作为许用应力。

许用应力和安全系数 许用应力 $[\sigma] = \frac{\sigma}{n}$, 式中 σ 为材料机械强度; n 为安全系数。为了保证叶片的安全运行,应使叶片各个部位的总应力 $< [\sigma]$ 。

安全系数与许多因素有关,包括应力计算精确度、材料机械性能的不均匀性及其测定的精确度、零件制造和装配工艺以及零件的重要性和工作条件等。其中大多数是无法用计算估计的,因此安全系数还是在分析、统计同类零件的运行经验的基础上确定的。目前中

国一般采用的安全系数见表2。

表2 叶片安全系数

工作温度	$<450^\circ\text{C}$	$\geq 450^\circ\text{C}$		
安全系数	n	n_s	n_m	n_g
叶型部分总应力 ^①	1.6~1.9	1.6	1~1.25	1.65
叶根总应力 ^②	1.6~1.9	1.6	1~1.25	1.65
叶根齿弯应力	1.6~1.9	1.6	1~1.25	1.65
叶根、销钉剪切应力	2.7	3	1.7	2.5
叶根、销钉挤压应力	1	1	1	1
围带、拉筋弯应力 ^③	1.6~1.9	1.6	1~1.25	1.65
轮缘总应力	2~2.2	2.2	1.2	1.8

① 拉筋孔削弱截面处拉应力的安全系数 $n=2.5$;

② 叉形叶根削弱截面拉应力 $n=3$; 总应力 $n=1.3$;

③ 整体围带叶片顶部截面拉应力安全系数 $n=6$; 铆接围带的叶片铆钉头拉应力 $n=7$ 。

叶片损坏及处理 (blade failure and repair)

叶片工作部分、叶片连接件(拉筋、围带)、铆钉头、叶根、叶根销钉及叶轮轮缘等常在运行中产生裂纹甚至断落。运行中叶片,尤其低压缸末几级叶片断落时,可能击坏凝汽器或加热器内部管子,导致凝汽器热水水位或加热器内水位增高,凝结水泵电动机电流增大,检测凝结水硬度及电导率有明显增加,同时引起汽轮机内部有异常响声;或者引起汽轮机转子质量不平衡,导致汽轮机组振动发生变化。出现上述征兆时应立即停机,防止叶片损坏事件扩大。也有不少叶片断落运行中未觉察,而是检修时才发现。也有叶片发生裂纹尚未断落,则只能在大修中才能发现。所有这些叶片都必须仔细分析原因,采取对策,予以修复。

损坏原因 叶片损坏原因很复杂,有时是许多因素的综合影响,但其主要原因有:①叶片振动强度不合格,运行中叶片 A_0 型或 B_0 型振动频率与气流激振力频率重合,叶片发生共振;或叶片虽没有发生共振,但由于叶片振动应力过大,均能导致叶片损坏;②叶片结构、连接结构、叶根结构设计或选择不当,使叶片承受应力过大或局部应力集中等,也能造成叶片损坏;③电网频率偏差超过规定范围,使某些叶片发生共振,造成叶片损坏;④凝结水、给水、蒸汽质量低劣,腐蚀介质浓缩,使叶片材料耐振强度下降,导致叶片腐蚀疲劳损坏。这种损坏多见于干湿蒸汽过渡区或湿蒸汽区内工作的低压段叶片;⑤汽轮机水冲击、超速,造成叶片损伤;⑥材料理化性能不符合技术规范,或加工装配质量不符合工艺规范,但这种情况目前已较为少见。

损坏处理 首先是分析叶片损坏的原因。为此要确定叶片损坏的状况、范围、部位及数量,尽力把损坏叶片及连接件残骸搜集齐全,尤其要保护叶片断口勿

受污损；调查机组运行情况，叶片振动特性测定，并与机组历史资料进行对比分析；进行叶片热力及强度核算，检查叶片在设计、加工、装配等方面存在的问题，与同型机组同型叶片的运行情况进行分析比较；进行材质分析和断口分析，后者对确定断裂原因尤为重要。在以上工作基础上，最终确定叶片损坏原因。

损坏原因找到后，便可对症下药，提出叶片的改进和修复措施。叶片损坏多半由于振动特性和振动强度方面的问题。如因抗振强度不足，则需重新设计新型叶片；如为振动特性不合格，则需调频（见叶片振动）；如为应力腐蚀或材质问题，则需改进蒸汽品质或改用合格材料的叶片。叶片损坏也可能纯属外来原因造成，如低频运行或遭受水冲击，则解除外因后照原样修复叶片便可安全运行。有时整级叶片损坏，一时不易修复，往往采取摘除全级叶片，只留叶根在槽内，使机组迅速恢复发电，但这种情况应进行通流部分核算，确定安全出力，勿使某些级的叶片过负荷。

· Blade vibration

叶片振动 (blade vibration) 叶片在汽轮机运行时不断受到周期性汽流激振力作用而产生的振动。当叶片固有频率与激振力频率相等或相近时，将引起叶片的共振，使叶片振幅达最大值，产生较大的动应力。另外，长叶片在某种条件下，有可能发生自激振动

或随机振动。叶片损坏多数由叶片振动引起。因此，应考虑叶片在交变激振力、振动响应及动应力等条件下的承载能力，即叶片动强度。为了确保叶片工作的安全，必须同时满足静强度和动强度的要求。

汽流激振力按其基本频率分为两类：一类是喷嘴叶栅出口边厚度引起的、频率为 Zn 的高频激振力（ Z 为整周喷嘴数， n 为工作转速）；另一类是由于结构上的因素或制造、安装偏差所引起的、频率为 n 的低频激振力。但是脉冲汽流沿叶片周向分布是不均匀的，不是一个简单的正弦（或余弦）波的叠加，其各阶谐波分量可用谐波分析方法得到，因此，叶片在这个不均匀汽流场中转动时，不仅受到基频激振力的作用，还要受到倍于基本频率的 kn 或 kZn 的多个激振力作用， k 为激振力基频倍率。当 k 值增加时，激振力幅值减小，叶片振动的危险性也减小。因此，叶片在低频不均匀汽流场中旋转时，实际上主要考虑 $k=1\sim6$ 激振力的作用。同理，叶片在基频为 Zn 的不均匀流场中旋转时，主要考虑 $k=1\sim3$ 的激振力的作用。

叶片振动类型 包括：①弯曲振动，其中绕截面最小主惯性轴的振动称为切向弯曲振动，绕截面最大主惯性轴的振动称为轴向弯曲振动；②扭转振动，为绕沿叶片长度方向各截面重心轴线的振动。叶片主要振型分类示于表1。对于扭叶片特别是扭曲度大的长叶片，实际上切向、轴向弯曲振动和扭转振动互相耦合成复

表1 叶片振型分类简图

振动分类		切向弯曲振动		轴向弯曲振动		扭转振动	
自由叶片	代号	$A_0(QA_0)$	$A_1(QA_1)$	ZA_0	ZA_1	N_1	N_2
	振型图						
成组叶片	代号	$A_0(QA_0)$	$A_1(QA_1)$	ZA_0	ZA_1	N_1	N_2
	振型图						
	代号	$B_0(QB_0)$	$B_1(QB_1)$	$X(ZN_1)$		$U(ZN_2)$	
	振型图						

注：1. 振动节点数用下角标 0、1、2、3... 表示。

2. 括号前的代号为推荐使用的代号。

杂振动而难以分开,按其各种振型固有振动频率从低到高依次排列称为一阶、二阶、三阶、……振型。对整圈连接叶片组也与叶轮振动一样,存在一系列不同节径数 m 的振型,全周共有 $2m$ 只叶片不参与振动,其余叶片在节径两侧振动,相位相反。其频谱和振型比其他型式叶片组的复杂。

叶片和叶片组的振型很多,在设计时不必对所有的振型加以校核。实践经验证明,只有 A_0 、 B_0 、 ZA_0 、 Λ 型是最危险的,一般情况下,都必须调开共振,只有当叶片的蒸汽弯应力较小时才允许在共振下运行。

静频率和动频率 分别指叶片在静止和运行状态时的固有振动频率。由于在旋转状态下叶片承受很大的离心力,增加了刚度,因此,一般情况下叶片的动频率高于其静频率,其关系为: $f_d = \sqrt{\frac{E_1}{E_0} f_s^2 + B n^2}$,式中 f 为工作条件下的动频率; f_s 为室温条件下的静频率; E_1 、 E_0 分别为工作温度和室温时叶片材料弹性模量; B 称为动频系数。 f_s 和 B 可由计算或试验求得。

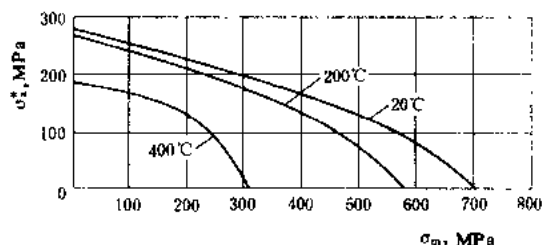
叶片固有频率计算 上面讨论了叶片的激振力频率和叶片振动的危险振型。为了防止在运行中产生这些危险振动,必须算出与其相应的叶片固有频率,以便在叶片设计中充分考虑将它们与激振力频率调开。

叶片固有频率有各种计算方法,各有其适用的范围。叶片作为弹性梁振动方程的解,计算公式简单,适用于直叶片;能量法计算扭叶片的基频频率方便可行;中等叶高成组扭叶片可采用改进的变形谐调法。随着电子计算机的广泛应用和计算技术的发展,长叶片普遍采用弯扭联合振动法和有限元法计算叶片频率及振型,使计算值更接近于实际值。

对运行的叶片进行振动特性校核,其固有频率及振型可通过实测确定。叶片静频测量常用方法有自振法和共振法。叶片动态振动测量,在电厂中对运行机组用无线电遥测技术测量叶片动频率和动应力。

汽轮机叶片振动强度安全准则 判别汽轮机叶片工作中抗振安全性的设计和考核依据。叶片振动强度安全准则的基本思想,就是保证叶片振动的动应力幅值小于叶片材料耐振强度(复合疲劳强度),并有一定的安全裕量。但一般情况下动应力幅值与叶片蒸汽弯应力有密切关系。因此通过大量的统计分析,用经修正后的材料耐振强度和蒸汽弯应力之比作为叶片振动强度安全性的判据。引入安全倍率 $A_b = \frac{K_1 K_2 K_3 \sigma_s^*}{K_4 K_5 K_6 \sigma_m}$,式中 σ_s^* 为材料的耐振强度(见图),不同材料有不同的耐振强度,并取决于考核截面处的平均应力 σ_m 和工作温度; σ_m 为按振动方向计算的蒸汽弯应力,对切向振动为绕最小主惯性轴的弯矩所产生的弯应力; K_1 为介质

腐蚀系数, K_2 为表面系数, K_3 为尺寸系数,这些是对耐振强度的修正系数; K_4 为有效应力集中系数, K_5 为通道系数, K_6 为流场不均匀系数, K_6 为成组影响系数,这些是对蒸汽弯应力的修正系数。



1Cr13 叶片材料复合疲劳强度图

叶片振动强度安全准则要求 $A_b \geq [A_b]$,式中 $[A_b]$ 为安全倍率界限值。对工作中允许共振的不调频叶片和工作中不允许共振的调频叶片规定了不同的 $[A_b]$ 值,而针对不同的振型和频位(动频率与工作转速之比)取值也不同。

不调频叶片振动强度安全准则 主要内容有:①切向 A_0 型振动与 kn 共振(k 为谐波阶次, n 为工作转速)的全周进汽叶片, $[A_b]$ 值按表2确定。②切向 B_0 型振动与 Zn 共振(Z 为整级静叶片数或当量喷嘴数)的叶片, $[A_b] = 10$ 。③切向 A_0 型振动与 Zn 共振的叶片,全周进汽级 $[A_b] = 45$,部分进汽级 $[A_b] = 35$ 。以上准则适用于隔板结构冲动式轴流级。

表2 切向 A_0 型振动与 kn 共振叶片的安全倍率界限值 $[A_b]$

k	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13~20	>20
$[A_b]$	10.0	7.8	6.2	5.0	4.4	4.1	4.0	3.9	3.8	3.7	3.5	3.0

调频叶片振动强度安全准则 对第一种调频叶片和第二种调频叶片有不同的准则,均适用于隔板结构冲动式轴流级。

(1) 第一种调频叶片振动强度安全准则:切向 A_0 型振动频率调开 kn 激振力频率且频位不超出6的叶片(组),为第一种调频叶片,其振动强度安全准则包括调频指标和安全倍率界限值的规定如下:

调频指标 对于额定转速3000 r/min的汽轮机,当频位介于 k 和 $k-1$ 之间时,作为调频叶片(组)的动频率应满足 $f_{d1} - (k-1)n_1 \geq 7.5 \text{ Hz}$ 及 $kn_2 - f_{d2} \geq 7.5 \text{ Hz}$,式中 n_1 为工作转速上限50.5 Hz; n_2 为工作转速下限48.5 Hz; f_{d1} 为工作转速 n_1 时的动频率; f_{d2} 为工作转速 n_2 时的动频率; k 为转速倍率,即谐波阶次。

安全倍率界限值 $[A_b]$ 按表3确定。

(2) 第二种调频叶片振动强度安全准则:切向 B_0 型振动频率调开 Zn 激振力频率的叶片组为第二种调

表3 第一种调频叶片安全倍率界限值 $[A_b]$

频位范围	2~3	3~4	4~5 及 5~6
$[A_b]$	自由叶片	4.5	3.7
	成组叶片	3.0	

频叶片,其振动强度安全准则包括调频指标和安全倍率界限值的规定如下:

调频指标:当叶片组 B_0 型振动静频率(经温度修正)在 Zn 激励力频率之上时,即当 $f_{s1} > Zn$ 时,要求

避开率 $\delta_1 = \frac{f_{s1} - Zn}{Zn} \times 100\% \leq 15\%$ 为安全;当静频率

在 Zn 之下时,即 $f_{s2} < Zn$ 时,要求避开率 $\delta_2 = \frac{Zn - f_{s2}}{Zn}$

$\times 100\% \leq 12\%$ 为安全。式中 f_{s1} 为叶片组最低的 B_0 型振动静频率(经温度修正); f_{s2} 为叶片组最高的 B_0 型振动静频率(经温度修正); n 为额定转速; Z 为静叶片数(或当量喷嘴数)。

安全倍率界限值 $[A_b]$:第二种调频叶片的 A_0 型振动频率一般多大于 300 Hz,即 k 大于 6,应为第一种不调频叶片, $[A_b]$ 值按表 2 确定,如果合格,就可作为第二种调频叶片而安全使用。

液力联轴器

(fluid coupling) 利用液力传递力矩的变速装置。液力联轴器设置在电动机和水泵之间,用于传递力矩和改变给水泵的转速,为适应高转速泵的要求,往往还带有增速齿轮。给水泵采用变速调节方式,是为了当机组负荷变时,减少锅炉给水调节阀的节流损失,节约厂用电,并使启动运行方便。(参见彩图插页第 28 页 56 图)

结构原理 液力联轴器的核心部分由具有叶片的泵轮和涡轮组成,二者形成工作腔室,如图 1 所示。液力联轴器的主动轴 1(即泵轮)与电机轴相连(或经由

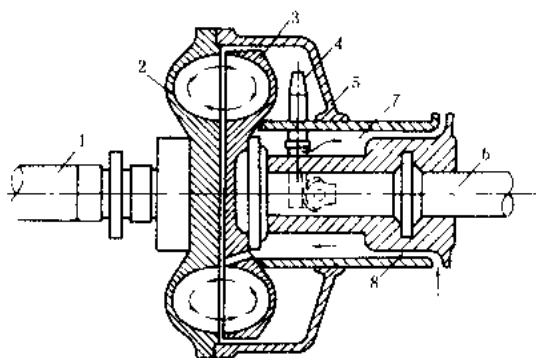


图1 液力联轴器装置图

1—主动轴; 2—泵轮; 3—涡轮; 4—勺管; 5—旋转内塞; 6—从动轴; 7—回油通道; 8—控制油入口

增速齿轮),将扭转力矩传递至泵轮 2 的工作叶片。叶片为径向型,分布在旋转轴平面上或与之成一角度。旋转的工作油由泵轮叶片甩出,进入并冲击涡轮 3 的叶片系统,从而传递力矩使连接在涡轮轴(即从动轴)上的给水泵旋转。传递力矩的大小与工作油在工作腔的油量有关。

工作油沿泵轮及涡轮流道流动时,因有各种损失,液力联轴器要产生滑差,也就是涡轮的角速度 ω_2 总是小于泵轮的角速度 ω_1 ;油在工作腔中形成环流。滑差的相对值称滑差率 s ,它是液力联轴器的主要参数,表示为 $s = 1 - \frac{\omega_2}{\omega_1} = 1 - i$,式中 $i = \frac{\omega_2}{\omega_1}$ 称为传动比。优良的液力联轴器的滑差率为 2%~3%。

液力联轴器的工作油需要循环冷却,油量也需调节。故在油系统中除油泵之外,还有冷却器、油箱和调节阀等设施。

调节方式 液力联轴器转子的角速度通过工作腔室的充油率进行调节。改变充油率一般有调节出油量的勺管式和调节进油量的喷嘴式两种方式,也可采用两者联合的调节方式。

勺管式 如图 2(a)所示,除工作腔室有工作油流循环之外,还有从泵轮和涡轮的间隙中泄出的油,由于离心力的作用,在随泵轮旋转的涡轮套中形成工作油环。油环中各点的速度和压力与其半径成比例。涡轮套内的勺管插入工作油环中,油环中的油可从勺管泄出。改变勺管所处的径向位置,可改变油环直径,即改变充油量。若使勺管与操作机构相连,并稳定在某一位置,可保持液力联轴器所需的充油量及滑差率。

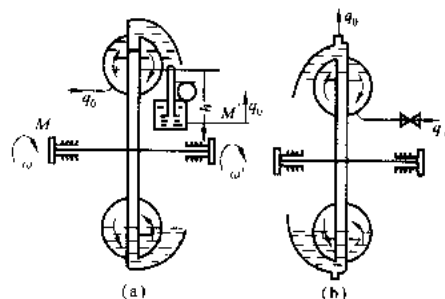


图2 液力联轴器示意图

(a) 勺管式; (b) 喷嘴式

喷嘴式 如图 2(b)所示,通过调节供油压力,改变工作腔内充油量和滑差率,以控制转速;同时,泵轮套的外沿上设置油喷嘴,工作流体经油喷嘴排至油箱。

喷嘴式液力联轴器,由于没有勺管,其结构比勺管式简单,但勺管式液力联轴器的动态性能优于喷嘴式。现代液力联轴器大多采用勺管和进油阀联合调节方式以求快速适应负荷变化。



ye tai pai zha lu tang

液态排渣炉膛 (slag-tap furnace; wet-bottom furnace)

煤燃烧后生成的炉渣在高温下熔化成液态排出的炉子。由于高温燃烧, NO_x 排放量比固态排渣高得多, 因此应用受到限制, 但在最近建成投产的液态排渣炉上采用低 NO_x 燃烧技术后, NO_x 排放量已与固态排渣炉相近, 所以对低挥发分、低灰熔点、含硫量较低、灰分也不太高的煤, 仍是一种可取的炉型。

基本结构 液态排渣炉膛有开式、闭式和半开式之分。开式炉膛的下部称为熔渣段, 通常在其周围的水冷壁上焊有密集销钉和耐火涂料 (少数自然造渣熔渣段炉膛除外), 以减少水冷壁的吸热, 加上特殊的燃烧器设计与布置, 以便在炉底上方形成高温, 使灰渣熔化成液态从水平或微倾斜炉底构成的熔渣台 (或称熔渣池) 上的渣口流出炉膛。上部为冷却段, 与固态排渣炉膛一样由光管水冷壁构成。闭式炉膛的熔渣室与冷却室之间设有捕渣管束, 高温烟气由此通过进入冷却室, 在熔渣段与冷却段之间仅设有一段缩腰 (由前后墙水冷壁管向内弯曲形成) 的炉膛, 介于开式与闭式炉膛之间, 称之为半开式液态排渣炉膛。液态排渣炉底部设有粒化水箱, 从炉底流出的高温液态熔渣, 在该水箱内受到水的急剧冷却而水淬成细小的固体渣粒, 再通过捞渣机和碎渣机等除渣设备排出锅炉房。

发展概况 液态排渣炉出现始于 1924 年。由于各国的燃料情况、锅炉制造的传统习惯和技术水平不同, 液态排渣炉在各国的发展和采用情况也不同。德国和捷克是液态排渣炉发展最早的国家, 其次是美国和苏联。德国的液态排渣炉结构型式繁多, 用得也最多。

采用液态排渣炉常出于以下原因: ①燃用低挥发分燃料时, 为了提高燃烧稳定性及降低灰渣不完全燃烧热损失; ②燃用低灰熔点燃料时, 避免由于炉膛结渣造成的困难; ③解决灰渣处理和利用问题。20 世纪 70 年代起, 由于固态排渣煤粉炉燃烧技术的进一步发展, 以及液态排渣炉受热面金属的高温腐蚀和排烟中 NO_x 相对较高等问题, 大大减缓了液态排渣炉的发展。近年来, 在联邦德国已采取措施解决了腐蚀与 NO_x 污染问题。伊本都仁 (Ibbenbüren) 电厂 744.6 MW 机组的阶梯式 W 形火焰双室液态排渣炉的成功运行就是个很好的例证, 也是世界上最大的液态排渣锅炉。

中国从 1958 年起曾将某些固态排渣炉改为液态排渣炉, 以适应煤种变化和炉膛易结渣的情况。1960 年, 宝鸡电厂从捷克购进的液态排渣炉投运。1964 年开始自行设计制造国产的液态排渣炉。特别在西南地区, 烧无烟煤的液态排渣炉受到用户的重视。1988 年又投运了国产 670 t/h 的无烟煤液态排渣炉, 高碑店电厂和杨柳青电厂从德国引进的 6 台大型液态排渣锅炉

也自 1999 年起相继投运。截止 1999 年底, 全国共有液态排渣炉 12 台。

评价 根据液态排渣炉的多年实践经验, 它与固态排渣炉相比有如下优点: ①在液态排渣炉内, 煤粉气流的着火十分稳定可靠, 几乎不会灭火。在临界负荷 (维持正常流渣的最低运行负荷) 以上时不需油助燃。运行人员易于掌握, 操作简便。②由于炉内燃烧非常猛烈, 液态渣中的可燃物几乎为零, 飞灰可燃物也很小。因运行中的过量空气少, 排烟热损失也较固态排渣炉为低, 锅炉的效率较高, 且随负荷变化运行平稳。这些对无烟煤及贫煤尤为突出。③液态排渣炉的捕渣率高, 约为 15%~70%, 大部分细灰变成小直径的粒化渣, 不飞扬, 储运方便, 对周围环境污染小。而且粒化渣经磨细后是制造水泥的极好掺合料, 也可用于铺路、制造铸石等。④液态排渣炉的烟气飞灰含量少, 颗粒细, 对受热面金属的磨损轻。⑤粒化渣用过的水和输送渣子的水, 不被盐和酸类污染, 经过过滤沉淀处理后可循环使用。这对缺水地区十分有利。⑥由于过量空气系数比较小, 降低了燃煤所需的空气量和产生的烟量, 送、引风机的耗电量较小。

液态排渣炉也存在一些阻碍它广泛采用的缺点: ①不同程度地存在着炉底析铁和积铁以及炉膛受热面金属高温腐蚀问题。②临界负荷和低负荷运行的时间, 受到液态排渣工况的影响。③对于多灰分、高灰熔点的煤, 流渣比较困难, 灰渣的物理热损失也大。④由于炉内燃烧温度高, 使灰的某些成分升华, 易引起对流受热面致密结灰。⑤向大气排放的 NO_x 比固态排渣炉高得多, 必须采取有效的低 NO_x 燃烧技术或脱硝措施。

ye tai pai zha lu xie tie

液态排渣炉析铁 (molten iron separated out in boiler with wet-bottom furnace)

液态排渣炉膛 (包括旋风炉) 在运行中, 从熔渣中析出熔化铁水的现象。炉内析铁的来源, 主要是入炉煤灰中各种含铁的矿物质, 如赤铁矿和磁铁矿、黄铁矿和白铁矿、磁硫铁矿、菱铁矿和铁白云石等, 通常在煤灰分的化学组成中折算成 Fe_2O_3 的百分数表示。另外磨煤机械的铁质磨屑以及随原煤进入炉内的铁异物也是炉内铁质来源之一, 但一般不会超过煤灰分中铁带入量的 1%~5%。

严重析铁蓄积在炉底会带来运行障碍, 乃至造成恶性氢爆等事故。积铁可以蚀穿炉底耐火层和“切割”炉底管, 造成漏铁及爆管事故。大量积铁突然集中性由渣口排出, 流入渣箱与水相遇时会产生出氢气, 极易引起氢爆事故。

机理 入炉铁矿物质及铁异物首先在高温燃烧过

程中及富氧气氛下转化成氧化铁。在其后的燃烧过程中所生成的氧化铁一般也不会在弱还原性气氛中以气相反应方式降低氧化程度而还原成铁。液态排渣炉析铁过程的发生和存在有其特定的条件,即:燃烧过程中未燃尽的碳颗粒分离到熔渣池表面,夹杂到熔渣中。由于焦炭的熔点很高,在熔渣中保持固相状态。同时,一般酸性灰渣中 SiO_2 是富裕的, FeO 组分多与 SiO_2 形成熔融硅酸铁($2\text{FeO} \cdot \text{SiO}_2$),它在同时存在 CaO 的条件下与固相碳发生反应,形成析铁,随着析铁过程消耗掉 FeO ,渣中 Fe_2O_3 也随之降低氧化程度,变成 FeO 。上述反应称为“固相还原”反应,但它在相同温度条件下远较气相还原反应速度慢,因此,仅当熔体中混入足够数量的焦炭颗粒,并经过充分的反应时间后才会从熔体中析出足致有危害的熔铁量。由于液态除渣炉有集存熔渣的渣池,一些未着火的煤粉和未燃尽的碳粒也会落于渣池,而且温度很高,这就给析铁提供了有利条件。

对策 可从防止析铁和防止积铁两方面来着手,前者的关键是从结构设计和运行调整两方面,避免炉内气流动力场特性不良,改善燃烧工况,确保熔渣段(或旋风筒内)有尽可能高的燃尽度。但是实际运行中,工况和煤质的波动以及其他因素的干扰,常会造成轻重程度不同、周期长短不一的析铁工况,运行中难以完全杜绝析铁,因而必须从炉底和渣口结构设计上着手,消除析铁工况下炉内积存大量熔铁的可能。中国现有的一些液态排渣炉多采用微倾斜炉底,并使渣栏壶口处于低位,以保证及时排出微量析铁。同时运行中还应经常性监督排渣中铁的形态,一般渣中 $\text{FeO}/(\text{CaO} + \text{MgO}) > 8\%$ 时,即可能形成有碍正常运行的析铁工况。

液态排渣炉运行

(operation of wet-bottom boiler)

液态排渣炉运行与固态排渣锅炉运行不同之处,主要是必须保证流渣工况正常,并注意防止析铁、流铁和高温腐蚀。为此应注意经常监视流渣工况,下部燃烧器应经常投入并及时调整其燃烧工况,始终保持下部有较高温度使流渣畅通,并注意观察:①若渣池上方气流混浊,渣口附近有浮灰及火星出现,则表明渣池上方严重缺氧,可能是煤粉离析加剧;②粒化水箱中出现飘浮的白渣,则表明已发生析铁。此时还应注意防止由此引起粒化水箱堆结大渣;③渣流白亮而流动爽快,落水时有火星飞溅,甚至有异声时,则表明已有纯铁流出,此时应注意防止产生严重“氢爆”。一旦出现上述现象之一时,就应立即采取调整措施,如加大下排二次风量及总风量等。

为保持液态排渣锅炉正常运行,还应多方配合,特别应注意:①加强电厂燃煤管理,不能大量单独燃用高灰熔点煤种。当运行中出现流渣困难时,应及时调整炉膛下部燃烧工况,如适当调整四角下二次风风量或减少总风量等。②经常检测并保证合格的煤粉细度。③组织合理的炉内空气动力场,及时调整一、二次风的配风工况,防止火焰贴壁冲墙;确保风粉配合恰当、混合良好,以减轻水冷壁面附近的还原性气氛,防止管壁的高温腐蚀。液态排渣炉的主要配风工况列于表内。④对含硫量较高的煤种,与固态排渣炉相比,更应注意保持适当的暖风器出口风温,以防空气预热器低温段的腐蚀或堆灰。

液态排渣锅炉其他运行问题参见锅炉经济运行、锅炉燃烧调整。

液态排渣炉配风工况的参考数值

煤种	挥发分 V_{daf} (%)	炉膛出口过量 空气系数	直流燃烧器				煤粉细度 R_{90} (%)
			一次风率 (%)	W_1 (m/s)	W_2 (m/s)	W_3 (m/s)	
无烟煤	6~10	1.15	13~15	25~27	40~50	50~60	6~8
贫煤	10~20	1.10	15~20	25~27	40~50	50~60	8~10
烟煤	20~40	1.10	20~38	~30	40~50	50~60	15~25

液体燃料

(liquid fuel) 在常温常压下呈液态的燃料。锅炉燃用的液体燃料有重油、渣油、柴油和石油(亦称原油)等。天然液体燃料只有石油一种,其余均从原油炼制获得。根据国家燃料政策,燃油锅炉首先应燃用重油和渣油。

重油是由裂化重油、减压重油、常压重油或腊油等按不同比例调合制成的。根据行业标准 SH0356--92,

按 80°C 的运动黏度值将重油分为20、60、100和200四个牌号。牌号的数目约等于该油在 50°C 时的恩氏黏度 E_{50} ,其质量标准列于表1。20号重油用在较小喷嘴(30 kg/h以下)的燃油炉上;60号重油用于中等出力喷嘴;100和200号重油用在具有预热设备的大型喷嘴燃油炉上。

从元素分析上看,重油是由碳、氢、氧、氮、硫、水分和灰分组成。但含碳、氢量高,而灰分和水含量

少 发热量 $Q_{\text{net,ar}} = 37600 \sim 40000 \text{ kJ/kg}$ 。因含氢量较高,很容易着火燃烧。燃油炉运行中几乎不会发生炉内结渣和受燃面磨损问题,但重油中硫分和灰分对受热面腐蚀和积灰的影响要比煤粉炉严重得多。锅炉设计用代表性重油的性质列于表 2。

表 1 重油的质量指标表

项目	重油牌号	20 号	60 号	100 号	200 号
黏度 ($^{\circ}\text{E}_{100}$)	不大于	5.0	11	15.5	5.5~9.9 ($^{\circ}\text{E}_{100}$)
凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	不高于	15	20	25	36
闪点 (开式) ($^{\circ}\text{C}$)	不低于	80	100	120	130
灰分 (质量分数) (%)	不大于	0.3	0.3	0.3	0.3
水分 (质量分数) (%)	不大于	1.0	1.5	2.0	2.0
含硫量 (质量分数) (%)	不大于	1.0	1.5	2.0	3.0
机械杂质含量 (质量分数) (%)	不大于	1.5	2.0	2.5	2.5

表 2 锅炉设计用代表性重油性质表

名称	M_{ar} (%)	A_{ar} (%)	C_{ar} (%)	H_{ar} (%)	O_{ar} (%)	S_{ar} (%)	N_{ar} (%)	$Q_{\text{ar,net,p}}$ (kJ/kg)	密度 (g/cm^3)	黏度 ($^{\circ}\text{E}$)	开口闪点 ($^{\circ}\text{C}$)	凝点 ($^{\circ}\text{C}$)
200 号重油	2	0.026	83.976	12.23	0.568	1	0.2	41860	0.92~1.01	100 $^{\circ}\text{C}$ 时 5.5~9.5	130	36
100 号重油	1.05	0.05	82.5	12.5	1.91	1.5	0.49	40600	0.92~1.01	80 $^{\circ}\text{C}$ 时 15.5	120	25

注:表中成分均为质量分数。

渣油是减压蒸馏塔塔底的残留油,也称为直馏渣油。其主要成分为高分子烃类和胶状物质。原油在蒸馏后,硫分集中于渣油中。相对而言,它的含硫量较高。

渣油的黏度和流动性决定于原油本身的特性和含腊量。某些厂取样代表性渣油质量指标列于表 3。

表 3 渣油质量指标表

序号	残渣油类别	原油品种	恩氏黏度 ($^{\circ}\text{E}$) 不大于		相对密度	闪点 $^{\circ}\text{C}$ (开口)	凝固点 $^{\circ}\text{C}$	灰分 (%)	水分 (%)	硫含量 (%)	机械杂质 含量 (%)	残炭 含量 (%)	发热量 (kJ/kg)
			100 $^{\circ}\text{C}$	80 $^{\circ}\text{C}$		不低于	不高于	不大于	不大于	不大于	不大于	(%)	
1	混合渣油	D	17.45~ 18.75		0.925~ 0.9338	218~ 345		0.0092~ 0.0205	无	0.214~ 0.303	0.0108		41900~ 41990
2	减压渣油	D	16.75		0.9284	333	27	0.04		0.16		7.65	38600
3	减压渣油	D	20.083		0.9146		27					8.44	46000
4	混合渣油	D	12.04	26.39	0.9392	278	30	0.026	无	0.152	0.072	9.64	41860
	混合渣油	D		5		80	15	0.3	1	1	1.5		
	混合渣油	D	25			200	45	0.3	2	1	2.5		
5	直馏渣油	D	16.41		0.9309	331	34	0.066		0.3	0.0067		
	裂化渣油	D		3.17	0.9487	170	28.4			0.24			
	裂化渣油	S	2.33		0.9821	181	26			0.77			
6	混合渣油	D	5.7~8.7		0.91~0.93	90	30	0.02		0.34	0.021		
	混合渣油	S	16~21.5		0.95~ 0.965	90	25	0.03~ 0.034		0.57~0.82	0.04~ 0.062		
	减压渣油	D	14.65		0.9133	351	32					3.1	42100
7	减压渣油		13.91		0.9259			0.015		0.19		7.8	41990
	混合渣油	S	5~20		0.93~0.98	180~ 210	25~40	0.01~0.1		0.9~1.2	0.1~0.2	10~14	40600~ 41440
9	减压渣油		15.1		0.86~ 0.893	250	32	0.0163		0.152	0.035		

注:1. 序号表示不同的炼油厂。

2. 表中符号 D、S 各代表不同各类原油。

3. 表中灰分、水分、硫含量、机械杂质含量和残炭含量均为质量分数。

柴油分轻柴油和重柴油两种。轻柴油通常用作火电厂锅炉点火。国标 GB252—94 规定了轻柴油的质量标准。锅炉用 0 号轻柴油组成为 $M_{ar}=0\%$, $A_{ar}=0.01\%$, $C_{ar}=85.55\%$, $H_{ar}=13.49\%$, $O_{ar}=0.66\%$, $N_{ar}=0.04\%$, $S_{ar}=0.25\%$; 低位发热量 $Q_{net,ar}=42900 \text{ kJ/kg}$ 。

重柴油在某些小电厂锅炉上也作为燃料用。重柴油按凝固点分为 10、20 和 30 三个牌号。国标 GB445—77 规定了重柴油的质量指标。

原油是一种流动或半流动的黏稠液体。其主要组成元素为碳、氢、氧、氮、硫, 碳含量占 $84\% \sim 87\%$, 氮含量为 $11\% \sim 14\%$ 。油中的水分一般是有害的, 水分过高会造成管道或设备腐蚀, 增加锅炉排烟热损失和输送动力消耗等。若水分不均匀地混在油中, 会使炉内火焰脉动。作为燃料油的原油要经过脱水处理, 其含水量应小于 2% 。表 4 列出中国主要产区代表性原油的性质。表 5 列出中国某些中小型油田所产原油的性质。

表 4 中国主要原油的一般性质表

原油性质	大庆	胜利	孤岛 ^①	辽河	华北	中原	新疆	鲁宁管输原油	
API 度	33.1	24.9	17.0	24.3	27.9	34.8	33.4	27.6	26.1
密度/(g/cm ³)									
20℃	0.8554	0.9005	0.9495	0.9042	0.8837	0.8466	0.8538	0.8852	0.8939
50℃	—	0.8823	0.9334	0.8856	0.8645	—	—	—	—
运动黏度/(mm ² /s)									
50℃	20.19	83.36	333.7	37.26	57.1	10.32	18.80	34.05	37.8
70℃	—	25.35(80℃)	—	17.76	17.4(80℃)	—	—	—	—
凝点/℃	30	28	2	21(倾点)	36	33	12	27	26.0
蜡的质量分数(%)	26.2	14.6	4.9	9.9	22.8	19.7	7.2	15.6	15.3
沥青的质量分数(%)	0	<1	2.9	0	<0.1	0	10.6 ^②	0	0
胶质质量分数(%)	8.9 ^③	19.5 ^③	24.8 ^④	13.7 ^①	22.0 ^②	9.5 ^②		15.2 ^④	16.0 ^④
残炭的质量分数(%)	2.9	6.4	7.4	4.8	6.7	3.8	2.6	5.2	5.5
灰分的质量分数(%)	0.0027	0.02	0.096	0.01	0.0097	—	0.014	0.011	—
元素分析(质量分数)									
碳(%)	85.87	86.26	85.12	86.35	—	—	86.13	86.27	—
氢(%)	13.73	12.20	11.61	12.90	—	—	13.30	12.19	—
硫(%)	0.10	0.80	2.09	0.18	0.31	0.52	0.05	0.69	0.80
氮(%)	0.16	0.41	0.43	0.31	0.38	0.17	0.13	0.36	0.29
镍(10 ⁻⁶)	3.1	26.0	21.1	32.5	15.0	3.3	5.6	12.4	12.3
钒(10 ⁻⁶)	0.04	1.0	2.0	0.6	0.7	2.4	0.07	1.5	1.5
原油分类	低硫、石蜡基	含硫、中间基	含硫环境、中间基	低硫、中间基	低硫、石蜡基	含硫、石蜡基	低硫、中间石蜡基	含硫、中间基	

① 氧化铝吸附法; ② 实沸点蒸馏收率; ③ 硅胶吸附法; ④ 孤岛原油为胜利油田的重质原油。

表 5 中国其他油田(田)原油的主要性质表

原油性质	大港	吉林	南阳	长庆	江汉	江苏	青海 ^①	玉门	延长	四川	广西百色
密度(20℃)/(g/cm ³)	0.8697	0.8572	0.8572	0.8456	0.8735	0.845	0.8368	0.8662	0.8321	0.8413	0.8649
API 度	30.4	32.8	32.8	35.0	29.7	35.1	36.3	37.1	37.7	35.8	31.3
凝点/℃	23	18	38	17	26	40	35	8	-3	30	33
蜡的质量分数(%)	11.6	24.8	23.5	10.2	10~18	37	25.3	16.1	13.6	17.1	22.4
硫的质量分数(%)	0.13	0.09	0.17	0.08	1.83	0.18	0.27	0.13	0.09	0.03	0.17
残炭的质量分数(%)	2.9	3.0	2.9	2.3	4.7	3.8	2.6	4.9	1.2	1.1	3.5
镍(10 ⁻⁶)	7.0	2.5	—	1.8	12.0	10.9	6.6	—	1.2	—	5.1
钒(10 ⁻⁶)	0.1	0.03	0.1	0.4	0.4	0.1	0.2	—	0.2	—	0.42
原油分类	低硫、中间基	低硫、石蜡基	低硫、石蜡基	低硫、中间—石蜡基	含硫、石蜡基	低硫、石蜡基	低硫、石蜡基	低硫、中间—石蜡基	低硫、石蜡基	低硫、石蜡基	低硫、石蜡基

① 苏斯库勒混合原油。

燃油锅炉燃油含硫所产生的危害,在总硫量相同的条件下,要比燃煤锅炉严重得多。在锅炉中燃用含硫高的油时,必须采取措施预防硫燃烧后生成 SO_2 对空气预热器、烟道、烟肉的低温腐蚀。还采用一定的脱硫措施来达到环境保护所要求的排烟中 SO_2 的容许值。燃料油中含有少量的灰分(一般不超过0.1%),若灰中含盐成分大,则易在燃烧中熔化而黏结在锅炉受热面上,沾污受热面。灰中所含钒和钠的化合物形成的黏灰,在一定温度下会引起受热面的高温腐蚀。

液体燃料用作电厂锅炉燃料,组织燃烧过程时首先要将燃油雾化成细微液滴,液滴受热蒸发并和空气混合而进行燃烧。根据不同雾化方式,一般将燃油加热使其运动黏度降低至 $12\sim 75\text{ mm}^2/\text{s}$ (恩氏黏度 $2\sim 10^\circ\text{E}$)。

参考书目

燃油炉、燃气炉锅炉房设计手册,北京:机械工业出版社,1998

液体燃料储运系统

液体燃料储运系统 (liquid fuel transportation and storage system) 火力发电厂燃油卸载、储存和输送的有关设备和管线设施的组合。

运输 燃料油可通过油槽车、船舶或输油管线运抵火电厂,具体应根据厂址和运输条件确定。当邻近石油产地或炼油厂设置永久性的输油管道时,可直接供油;和铁路干线连接的火电厂,可采用铁路运输;邻近水运枢纽时,可通过油轮或驳船运输。对不具备铁路或水运条件的燃煤电厂,燃料油仅用于锅炉启动、点火,消耗量较小,供油距离较近时,可通过公路用汽车运油。

卸载 铁路运输燃料油的电厂,需设置油槽车的专用卸载站台;为便于卸油,同时应备有蒸汽加温设施,以提高油的流动性。当输送黏性重油时,油温为 $60\sim 80^\circ\text{C}$,输送原油时,卸油温度约为 40°C 。有的油槽车设有利用蒸汽加热油料的管束,进行间接加热。对未设蒸汽加热装置的黏性重油油槽车,则需将蒸汽直接向油品加热,但这种加热方法将增加油料含水量达 $4\%\sim 10\%$,而影响燃烧。油的加热温度一般要求低于燃料油的闪点,故通常采用 $0.6\sim 0.8\text{ MPa}$ 、 250°C 的蒸汽作为热源。加温后的燃料油,利用油槽车和低位油罐的位差或卸油泵吸取,送入油罐储存。

船舶卸油,应建有带卸油设施的码头,经过油驳或码头上的卸油泵,将燃料油送入电厂的储油库。为降低油的黏度,设有蒸汽加热或电加热的设施。

通过输油管路输油进厂,能够直接送入油库储存。输油管路可以在地面上敷设,也可直接埋置在地下或

敷设在管沟内。输油管道较长时,需设中途升压、加温设施和必要的吹扫点,以免燃料油粘结、堵塞。油管道内流速、压降、管壁厚度和保温条件,需通过计算确定。

利用汽车运油的要求,和铁路油槽车运油大体相同。

储存 燃料油须分类储存在专用油罐内。油罐的个数、容积及布置位置,应根据油品种类、电厂的耗油量、厂外运输距离、运输能力和电厂厂区要求的安全距离条件决定。燃料油库须设有可靠的安全防火设施。

邻近油库设置向锅炉供应燃料油的中心油泵房。为满足锅炉安全监控系统的需要,运行中要求燃油系统处于连续循环或热备用状态。当储油库距离锅炉房较远时,宜在锅炉房附近设置1台日用油罐,在锅炉与日用油罐间进行油循环,以便控制炉前燃油参数并节省油泵电耗。

厂内供油 厂内设有中心油泵房,安装必要的卸油泵、供油泵、油加热器、滤油器、计量装置、油水分离装置及有关的污油处理设施、安全检测和消防设施。可在泵房附近结合全厂需要设置独立的消防泵房或化学药剂灭火设施。送往锅炉的燃料油管道一般均采取架空布置,并沿管道设置保证燃料油流动的蒸汽伴热管道以及伴热管道的疏、放水设施。各台锅炉的供油管道上,应设置快速切断阀。

液体燃料分析

液体燃料分析 (liquid fuel analysis) 应用化学或物理方法检测液体燃料特性和组分含量的方法。火力发电厂常用的液体燃料品种有重柴油、重油、渣油和蜡油,有时也有原油。通常分析的项目有油品的物理性质如黏度、闪点、密度、发热量、机械杂质、凝固点,化学组分含量如水分、硫分、灰分及其化学成分等。分析项目按实际应用划分有现场分析项目和试验室分析项目。现场分析项目用于现场监督油品性质;试验室分析项目用于选择新油品种和对运行状况的分析。液体燃料分析如按测定机理可分为化学分析法和仪器分析法。

化学分析法 依据液体燃料中的待测组成的特有化学反应而进行的分析。一般有硫酸钡法测硫,经典法测碳、氢,凯氏法测氮等。

仪器分析法 依据液体燃料的物理性质或物化性质用专门仪器进行的分析。前者利用专门仪器测定黏度、闪点、水分、凝固点、机械杂质等;后者如原子吸收光度法分析Ca、Mg、Fe等,火焰光度法测定K、Na等,光电比色法测定钒、砷等,此外还有发热量的测定等。随着科学技术的发展和电力生产需要,将有更多的

仪器分析方法用于液体燃料分析,如核技术和超声波技术等。

液位检测

液位检测 (liquid level measurement) 测量和显示液体与气体之间或两种密度不同而不相混合的液体之间分界面的位置。液位检测方法可以分为:直读法,差压法,浮力法,电测法和其他(如超声波、核辐射等)方法。

直读式液位计 利用连通管液柱静压平衡原理工作,液位可从连通管中直接读出,如玻璃板式水位计;也可利用汽、液对光线折射率不同,用双色光柱来显示液位,如双色液位计。

差压式液位计 利用容器底部静压力与液位高度成正比的原理工作,如锅筒(汽包)水位计。用差压式水位计测量锅炉锅筒水位时,通过与锅筒相联通的平衡容器,将锅筒的重量水位转换为差压信号,通过差压计进行液位测量。由于重量水位与差压之间的转换关系与锅筒工作压力及平衡容器内水温有关,因此,在锅筒压力变化较大时,应对差压输出信号引入锅筒压力和平衡容器内水温的补偿。

浮力式液位计 利用液位变化引起液体内浮子或浮筒位置或浮力的变化来测量液位。它可分为杠杆带浮子式,沉筒式和随动式等类型。

电测法液位计 利用浸入液体中的测量元件输出量(电阻、电容、电感)随浸入深度变化而变化的规律进行液位测量,如电接点液位计是利用被测液体与汽(或气)体的导电率不同来测量液位的,测量筒上装有电极,液位上升时顺次接通各对电极,再用指示灯或数码管显示其液位。

超声波液位计 利用液位变化改变超声波传播时间来测量液位。

核辐射液位计 利用放射性同位素所发出的射线的强度随射线穿透液体的厚度(即液位高低)的变化来测量液位。

参考书目

《工业自动化仪表手册》编辑委员会,工业自动化仪表手册,北京:机械工业出版社,1987

一次风机

一次风机 (primary air fan, PAF) 供给锅炉燃料燃烧所需一次空气的风机。按其在系统中的安装位置,有冷一次风机和热一次风机之分。冷一次风

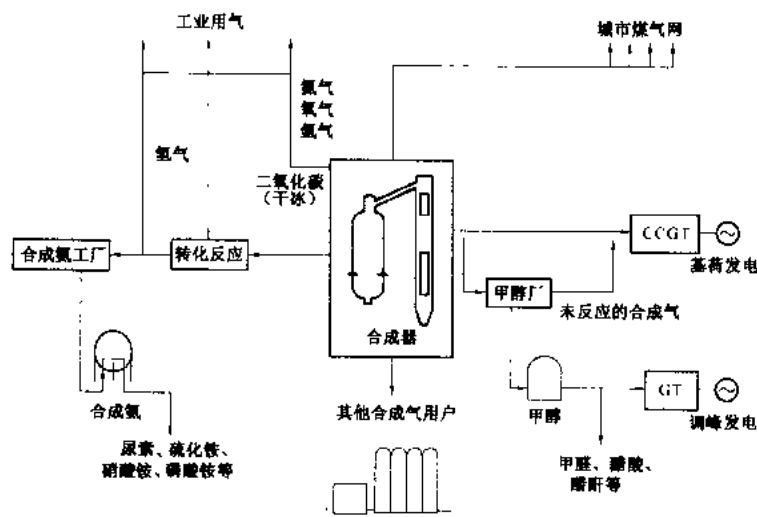
机布置于空气预热器之前,从大气或从送风机出口冷风道抽吸空气,并提供所需能量,使空气通过预热器(通常为三分仓预热器)、中速磨正压直吹系统,并输送煤粉经燃烧器进入炉膛燃烧;热一次风机布置于空气预热器之后,将预热器出口的高温空气送入制粉系统作为干燥剂,随后将煤粉经燃烧器输送入炉膛燃烧。

通常一台锅炉配置两台一次风机。由于其压力较高,一般采用离心式风机。冷一次风机也有采用双级动叶调节轴流式风机的。热一次风机输送的是高温空气,轴承需要良好的冷却,机壳需要严密的密封。另外,空气经回转式预热器后,携带有一定的粉尘,其叶轮叶片应考虑选用耐磨材料。由于一次风在三分仓空气预热器中的漏风率远远高于整个预热器的漏风率,因此,在确定冷一次风机的风量时,一定要单独计算一次风在预热器中的实际漏风量。

以煤的气化为基础的多联产技术

(polygeneration technology based on coal gasification)

将煤气化所得的合成气用于发电、供热以及生产甲醇、化肥、城市煤气、二甲醚,乃至氢、氮、纯二氧化碳等的多联产技术。由于多联产可以使多个产品的生产过程互相耦合,与这些产品单独生产相比,可以大大减少基本投资和运行费用,降低各个产品的价格,调节多个产品之间的“峰—谷”,减少总的污染,因此有很好的经济、社会和环境效益。



以“合成气”为基础的多联产技术概念

随着世界能源领域的科技进步,例如高效先进的燃气轮机、燃料电池、先进的化工流程、高效膜分离等,以及在环境保护要求日益严格的情况下,煤的可持续合理综合利用逐渐成为新的发展方向。美国能源部在

2000 年提出 2001~2005 年能源发展计划,称为“Vision21”,其核心内容就是发展以煤的气化为基础的多联产技术。Vision21 的目标是将各种高效电力生产技术和排放控制技术组合起来,成为新一代灵活燃料的发电设施。到 2015 年的目标为:燃煤机组效率高于 60%,燃气机组效率 70%~75%; NO_x 、 SO_2 和颗粒排放接近于零, CO_2 排放减少 40%~50%;实现多联产,在发电的同时,根据需要生产煤气、蒸汽、清洁燃料(价格相当于原油,20 美元/桶)及其他化学品。

目前世界上已有不少石化企业利用厂内生产的廉价重质渣油、沥青、石油焦等气化后的合成气,生产化工产品、液体燃料、电能和蒸汽。中国也已在在这个方向起步。以“合成气园(syngas park)”为基础的多联产技术(见图),将是一个很有前途的发展方向。

阴极保护施工

(cathode protection installation) 根据金属电化学腐蚀原理,对被保护的金属设备以一定的直流电使其成为阴极而得到保护的安装工程。由于提供电流的方法不同,可分为牺牲阳极保护法和外加电流保护法。

牺牲阳极保护法 用一种电位比所要保护的金属还要负的金属或合金与被保护的金属联接在一起,依靠电位比较负的金属不断地腐蚀所产生的电流来保护其他金属的方法,这种为了保护他种金属设施而自身被腐蚀溶解的金属或合金称为牺牲阳极。常用的牺牲

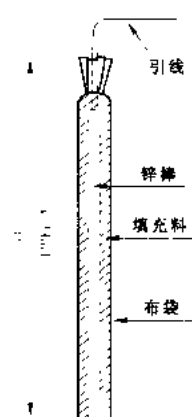


图1 阳极

阳极有锌、镁、铝及其合金。其施工内容有阳极敷设,电位测量。

阳极敷设 阳极一般如图1所示。某公司提供的锌阳极规格为54 mm×48 mm×1143 mm,布袋与锌棒间充满填充料(30%石膏,60%皂土,10%亚硝酸钠),填充料可吸水,以降低电阻率,增大保护电流。沿着被保护金属走向,按设计要求,每隔一段距离设置一个阳极袋。阳极袋顶端埋设深不小于300 mm。阳极引线为圆钢。引线与被保护金属用焊接或用过渡连接板。对引线、焊缝及连接板均要防腐处理。

电位测量 为确保阳极保护的效果,必须测量阳极电位及被保护金属电位。一般在7.5m半径内设置一试验箱,每根地下被保护金属用电缆和阳极引出一对测点到试验箱端子上,同时将各测点注明名称,挂牌。电位测量应符合制造厂标准额定电位,一般以-0.9~-1.0 V为合格。

• 836 •

牺牲阳极保护法的特点是:不需外加电源,结构简单、安装方便、安全可靠、电位均匀,但保护时间较短,需定期更换,阳极发生电流量较小,因此安装块数较多。这种保护方法,对一些中小型点多面广的地下结构、管道等应用较为广泛。

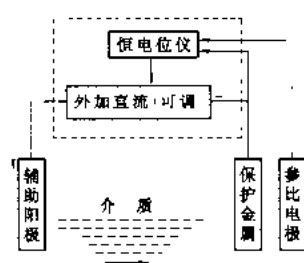


图2 外加电流保护装置示意图

外加电流法 外加电流保护装置主要由晶闸管整流电源、辅助阳极、参比电极、恒电位仪及其线路组成,如图2所示。辅助阳极输出保护电流,恒电位仪调节保护电流,参比电极测量被保护金属的电位,同时向恒电位

仪提供比较信号。外加电位产生的电流方向与金属腐蚀时产生的腐蚀电流方向相反,以抵消金属腐蚀时产生的阳极腐蚀电流。

施工 设置固定辅助阳极、参比电极,并用电缆接到外加电源(整流器)装置;再从被保护金属上各引一根电缆至整流电源盘及恒电位仪上。电缆必须用塑料管作外套并固定好,防止受外力(如水流)冲击。

测试 外加电流阴极保护系统安装完毕后,在被保护设备未通水前应:①检查所有接线是否正确无误;②水泵外壳和轴绝缘;③用恒电位仪将阴极保护电位调整至250~0 mV。

外加电流保护法的特点是:电压、电流可调性好,可随外界条件不同实现自动控制,保护周期较长,适用于大型移动和水上设施(如循环水泵、旋转滤网等),但需要有电源及其设备,一次性投资大。

引风机

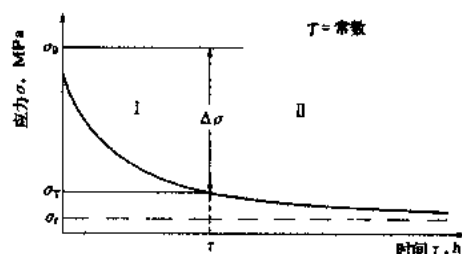
(induced draft fan, IDF) 将锅炉燃烧产物(烟气)从锅炉尾部吸出并经烟囱排入大气的风机,又称吸风机。为减轻烟气中灰粒对风机的磨损,引风机布置在除尘器之后。通常一台锅炉配置两台引风机。

电站锅炉采用的引风机有离心式、轴流式(包括静叶调节和动叶调节)和混流式三种。大型离心风机多采用双吸双支撑结构及双速电动机驱动,以减小叶轮直径、提高抗振能力和改善调节性能。采用直板叶片和锯齿形中盘结构可减轻磨损和积灰。轴流式风机的转速较高,磨损敏感性大于离心式风机,因此必须控制烟气中的含灰量,对于动叶调节轴流式风机,应不超过150 mg/m³(标)。静叶可调轴流式风机参见彩图插页第21页第41图。动叶片、导叶片应用耐磨损的材料,

或采取喷涂耐磨材料等其他防磨损措施。混流式风机具有离心和轴流式风机的特点,其转速比轴流风机低、结构简单、耐磨损性能较好,调节性能优于离心式而低于动叶调节轴流式,其失速区域比动叶调节轴流式风机大。在选用时必须注意留有足够的失速裕量,或者选用带有防失速装置的混流式风机,保证在锅炉各种运行工况下都不致落入失速区运行。此外,空气预热器的漏风对引风机的影响很大,应给予足够的重视。

张立松等

应力松弛 (stress relaxation) 金属在高温和应力作用下,维持总变形不变,随着时间的延长,弹性变形不断转变为塑性变形,从而不断使应力减小的现象。如用数学式表示,则为 $\sigma(\tau) = E[\epsilon_0 - \epsilon_p(\tau)]$, 而 $\epsilon_0 = \epsilon_p + \epsilon_e = \text{常数}$ 。式中 σ 为应力; E 为弹性模量; τ 为时间; ϵ_0 为总变形; ϵ_p 为塑性变形; ϵ_e 为弹性变形。由于 ϵ_e 向 ϵ_p 转化,则应力减小。金属在高温下的松弛过程,可用附图所示的典型曲线来表示。松弛曲线可分为两个阶段:第 I 阶段,应力随时间快速降低,第 II 阶段,应力下降逐渐平缓并趋向于恒定,随时间增长接近于平行横坐标的该曲线的渐近线。第 II 阶段的时间较长。



金属典型应力松弛曲线示意图

金属的抗松弛性能是在一定温度与初始应力条件下,金属具有的抗松弛的能力。作为应力松弛的判据,一般以规定时间后的剩余应力来表示。紧固件用钢要求有良好的抗松弛性能,例如对汽轮机的高温汽缸螺栓,要求汽轮机汽缸在相邻两个大修间隔的运行后所剩余应力不小于汽缸接合面的最小密封应力,否则汽缸在运行中即会漏汽。抗松弛性能可用应力松弛试验得到,对紧固件材料常在不同温度和不同初始应力下进行应力松弛试验,由试验结果可以正确选择材料以及保证在运行中不漏汽的初紧应力。松弛试验的条件对松弛试验的结果影响较大。

在火电厂中,应力松弛现象还存在于高温弹簧以及在常温下使用的汽水管道的支架弹簧等部件上。

张立松

烟 (exergy) 在给定的环境条件下,能量中理

论上可以最大限度转换为机械能的那部分能量,又称可用能或有效能 (availability),用符号 E 表示,单位为焦 (J)。单位质量的烟称为比烟,用符号 e 表示,单位为焦/千克 (J/kg)。对应于热力学系统与环境之间不平衡的情况,能量中的烟可以分为物理烟和化学烟。

物理烟 热力学系统与环境之间由于物理 (温度、力等) 不平衡时系统具有的烟。包括热量烟、内能烟、焓烟等。

(1) 热量烟:指所传递的热量中在给定的环境条件下所能够做出最大有用功的那部分能量,以 E_Q 表示,即

$$E_Q = \int \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) \delta Q_{\text{可逆}} = Q - T_0 \left[\left(\frac{\delta Q}{T} \right)_{\text{可逆}} \right] \quad (1)$$

式中 $\delta Q_{\text{可逆}}$ 为可逆传递微量热量; T 为传递 $\delta Q_{\text{可逆}}$ 时热源的 (也是热力学系统的) 热力学温度; T_0 为环境的热力学温度。热量烟是过程量。

(2) 内能烟:指不流动、不计势能以及无化学反应的封闭系统从任意状态 (内能 U 、熵 S 和容积 V) 改变到与环境相同的压力 p_0 和温度 T_0 时最大限度转换为机械能的那部分能量,以 E_U 表示。此时系统的内能、熵和容积如分别以 U_0 、 S_0 、 V_0 表示,则

$$E_U = U - U_0 - T_0 (S - S_0) + p_0 (V - V_0) \quad (2)$$

(3) 焓烟:指不计动能和势能、不计扩散效应以及无化学反应时的稳定流动物质从任意状态 (焓 H 和熵 S) 改变到与环境相同的压力 p_0 和温度 T_0 时所能做出的最大有用功,以 E_H 表示。此时稳流物质的焓和熵如分别以 H_0 和 S_0 表示,则

$$E_H = H - H_0 - T_0 (S - S_0) \quad (3)$$

化学烟 热力学系统与环境之间仅仅由于化学不平衡时系统具有的烟,包括反应烟和通过环境温度下可逆等温膨胀使生成物的浓度达到与环境同种物质的浓度互相平衡而产生的扩散烟。

反应烟:指热力学系统在下述条件下进行可逆反应所能做出的最大有用功。就是反应物是以各纯净物质在 p_0 和 T_0 下分别进入反应室;生成物也是以各纯净物质在 p_0 和 T_0 下分别离开反应室。

热力系统的烟 任意状态热力学系统的总烟是它的物理烟和化学烟之和。

根据热力学第二定律,热力学系统经历可逆过程后,系统和外界的总烟不变;经历不可逆过程总烟减少。损失的烟则转变为在给定的环境条件下不能作有用功的那部分能量 (不可用能)。

烟效率 衡量各种热工设备和热力过程在能量转换中烟利用份额和系统完善程度的统一指标,定义式

$$\eta = \frac{\text{收益的烟}}{\text{支出的烟}} \quad (4)$$

显然,支出的烟减去收益的烟就是烟损失。烟效率高,表示热工设备的烟利用份额高,系统的完善程度好。

烟分析是以热力学第一定律和热力学第二定律两者作为根据的分析,它比传统的以热力学第一定律为根据的能量分析更能够揭示在能量转换过程中烟损失的数量、部位和原因,为节约能源、改进生产过程和设备系统指明方向。

参考书目

朱明善. 能量系统的烟分析. 北京:清华大学出版社, 1988

宋之平, 王加璇. 节能原理. 北京:水利电力出版社, 1985

ycu.aohua

油老化 (oil aging) 变压器油、汽轮机油等在使用过程中有一个或多个性能指标随时间而发生衰退变化的现象。

运行油老化后产生一些老化产物,如酸类、油泥沉淀物等。它们聚集在油中,会严重损害油的物理化学性质和使用性能,如使油色变暗、黏度变大、酸值升高、界面张力降低等。对变压器油,这些老化产物还会降低油的介电性能,并促进油浸纤维质绝缘材料的老化;特别是油泥沉淀物可能引起油道堵塞、散热不良,严重时会导致设备绝缘损坏。对汽轮机油,这些老化产物还会降低油的抗乳花性能,当有水同时存在时,便会引起油的乳化而妨碍润滑,使机组轴承磨损或锈蚀,甚至引起机组振动;油泥沉淀物有时还会造成机组调整系统卡涩。

原因与影响因素 油老化的原因有内在因素和外在因素。内在因素主要是油的化学组成,外在因素包括温度、氧浓度、催化剂(又称触媒剂)、电场强度等,与设备运行条件有关。在密闭系统内,主要是热和电场的作用;在非密闭系统内,还有空气中氧的作用;而在一些特殊系统内,还可能有光线、高能辐射及其他因素的作用。

油的化学组成决定其氧化安定性。对矿物油而言,组成油的不同烃类具有不同的氧化倾向,且其氧化产物也有所不同。因此改进油品的生产工艺,采用适当的炼制方法和提高油品精制程度以获得优良的化学组成,是提高油氧化安定性的根本途径。

温度对油老化的影响符合热力学动力学原理。一般说,在其他条件相同时,温度从60~70℃起,每增加10℃,油氧化速度约增加一倍。随着温度升高,油泥沉

淀物产生量不断增加,当温度达到油的裂解温度时,会伴随油的热解,生成较多的水和二氧化碳,并出现低分子烃类气体和碳质物等。因此,让油尽量保持较低的运行温度并避免油系统出现局部过热(热点)、可延缓油的老化。

氧浓度直接影响油的吸氧速度。氧浓度增加会加速油的老化,从而产生更多的油泥沉淀物。在非密闭系统中,油不可避免要与空气接触,如增加二者的接触面便会增加油的溶解氧量,使油老化加快。

许多金属及其盐类对油的氧化都具有催化剂的作用。其中铜(包括铜合金)、铅及一些金属皂化物的催化活性较强。铁的活性虽较微弱,但两者组合则作用变强。不良的油漆、橡胶及其他材料也都会促进油的老化,有时会使油产生较多的低分子酸或油泥。当有水同时存在时,这些催化剂的作用会更加强化,且助长老化油的腐蚀性。当油已明显老化时,聚集在油中的一些老化产物也会促使油的老化进一步加快。应尽可能随时消除运行油中出现的有害物质(如水分、皂化物、金属粉末等)。

电场对油的老化影响决定于电场强度。在较低电场强度作用下,一般会促使油中氧化产物加快变为油泥并生成较多的水分。在高电场强度(包括局部放电)作用下,由于可能产生离子态氧而更加速油的老化,同时还会促进油的裂解而析出气体(主要是氢),在一些情况下还会产生蜡状沉积物(X-蜡)。有电弧放电会加速油的裂解,产生大量可燃性气体(包括氢与低分子烃类气体)和碳质物等。在放电作用下,油的产气速率与放电量呈比例关系。充油电气设备中电场的影响虽无法避免,但可设法减轻。对高电压等级的设备,选用兼有优良的热氧化稳定性和电稳定性的油品是主要的措施。

放射性辐射对油老化的影响在反应堆工程中不容忽视。高能辐射一般会使油的分子发生聚合和裂解,析出气体并产生油泥,还可能破坏油中的添加剂,使油质加快恶化,其作用大小与所吸收的能量有关。因此,反应堆润滑油系统所用油品,应具有较好的抗辐射化学稳定性。

过程与机理 矿物油的氧化过程从时间上看具有一种动力学的特征性。氧化过程一般可分为三个阶段:①诱导期,油氧化初期,油中几乎无氧化产物生成,油质无明显变化;②反应期,油氧化速度加快,产生大量氧化产物,油质变化明显;③迟滞期,当反应条件不再激化时,油氧化速度减慢,油质变化呈现停滞现象。诱导期可用以表征油的氧化安定性,它与温度、油的化学组成以及某些抑制剂与催化剂的存在有密切关系。延长油的氧化诱导期(如添加抗氧化剂)便能延长油的使

使用寿命。

矿物油老化的机理是一种链反应过程。在有氧的作用下,属于烃类自动氧化的链反应过程,而在热或电场的作用下,则属于烃类裂解的链反应过程。链反应一般可分为三个阶段:①开始阶段(链的引发),烃类分子在热、光或金属离子活性作用下产生自由基;②发展阶段(链的发展),这些自由基再与烃类分子作用繁殖新的自由基,从而形成连锁反应;③停滞阶段(链的终止),在一定条件下,活性自由基相互结合形成稳态分子而使链反应终止。油中添加抗氧化剂也是基于这一机理,抗氧化剂实际上是一种自由基捕捉剂或过氧化物分解剂,从而延缓了油的自动氧化过程。

预防措施 为防止运行油的老化,根据用油设备的结构特点和运行条件,采用的有效预防措施主要有:

(1) 防止或减少空气(氧)、水分、杂质的侵入:如对应油设备采用空气干燥呼吸器、隔膜密封、充氮保护或全密封结构等。

(2) 清除运行油中的水分、杂质和老化产物:如采用吸附剂连续再生装置(又称净油器)、真空滤油、旁路过滤装置(汽轮机油)等。

(3) 提高油的氧化安定性:如在油中添加抗氧化剂(常用的有2,6-二叔丁基对甲酚)。

实践表明,几种预防措施的联合应用具有协同效应,可大大减缓油的老化。另外,改进用油设备的系统设计、加强运行油的监督维护、开发应用性能更好的新油型新油品等,也都是必要的措施。

youmo zhendang

油膜振荡 (oil whipping) 由滑动轴承支承的汽轮发电机组的转子由于轴承油膜反作用力而引起的自激振动。此时发电机轴颈中心在轴承中作回旋涡动,在轴转速接近并超过轴系第一临界转速两倍时与轴系固有的横向振动产生共振,又称共振涡动。在汽轮发电机组启动升速过程中,最初转子的轴颈绕轴颈中心旋转,运转是稳定的;当外界有扰动力使轴颈中心离开原来稳定旋转时的位置,新的油膜力有一切向分量推动轴颈中心绕原来稳定旋转时的中心涡动,即轴颈在振动,但振幅不大,其振荡频率稍低于转子转速的一半,故又称半频振荡或半速涡动。当转子转速超过二倍临界转速时,涡动转速维持与临界转速相等,并引起激烈的共振,轴颈振幅突然增大而不衰减,严重时导致轴承油膜破坏以及转轴损坏。

为了避免油膜振荡,最好采用可倾瓦轴承或油囊式轴承,或采用椭圆瓦轴承,以提高轴承的稳定性(见轴系稳定性)。在现场消除油膜振荡,可根据增大轴颈在轴承内的偏心率的原则,修刮上下轴瓦的中分面使

顶部间隙减小,或刮大轴瓦两侧的油楔,增加轴承的椭圆度;也可采取提高进油温度的措施来降低油的黏度,或缩短轴瓦的长度,适当加大比压(轴瓦单位垂直投影面积上的轴颈载荷)。

参考书目

Barwell F T. Bearing System. London: Oxford University Press, 1979

you, qi ranshaoqi

油、气燃烧器 (oil and gas burner) 利用射流或组合射流燃烧油、可燃气的装置。若火力发电厂以重油或渣油和天然气作为主燃料,则锅炉应配有油、气燃烧器。它由燃料喷嘴和配风器两部分组成。

油燃烧器 燃油通过油喷嘴雾化成一圆锥形的油雾射流(锥角称为雾化角 $\alpha=40^\circ\sim110^\circ$)与配风器射出的空气射流在炉膛内强烈混合着火燃烧。

雾化良好和合理配风是油高效、安全燃烧的基本条件。合理配风的要点是:①必须从根部配风;②有恰当的回流区;③射流强度高,保证混合良好。

油喷嘴按雾化原理有压力机械雾化、蒸汽雾化和空气雾化三种方式,

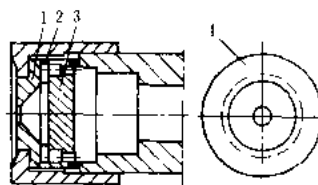


图1 压力雾化油喷嘴

1-雾化片;2-旋流片;3-分流嘴

其中空气雾化常用于小型锅炉。压力机械雾化喷嘴(图1)是依靠油压,使燃油通过喷嘴的旋流室产生强烈旋转后,由中心孔喷出而将油撕裂形成油雾(油雾粒度为 $120\sim180\mu\text{m}$),喷出的油量

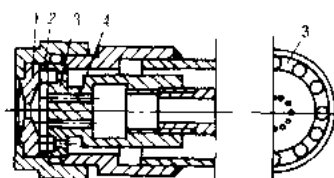


图2 分散小孔回油喷嘴

1-雾化片;2-旋流片;
3-分流嘴;4-回油孔

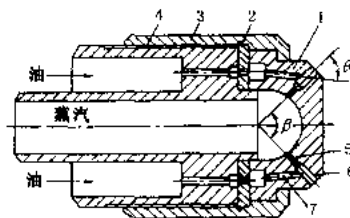


图3 Y型喷嘴

1-喷头;2-分流片;3-压紧盖;4-喷头座;5-蒸汽进口管;6-油气混合段;7-油进口管

用油压调节,调节比为1:1.4。如采用喷嘴旋流室中部回油(图2)来调节油量,则调节比为1:4。蒸汽雾化常采用Y型(图3)和I型喷嘴(图4),利用蒸汽作为雾化介质,在喷嘴内油和蒸汽混合后喷出,骤然的

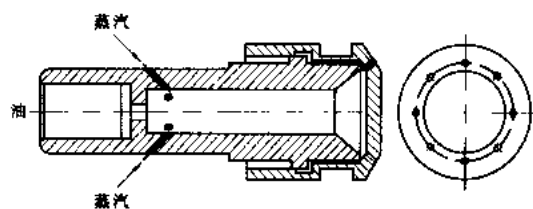


图4 I型喷嘴

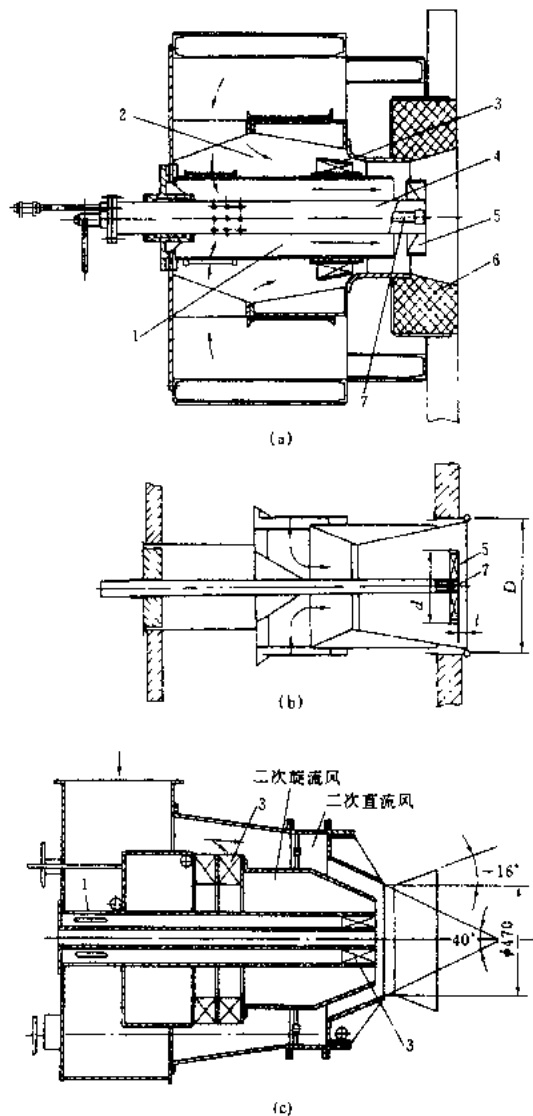


图5 配风器的种类

(a)旋流式配风器;(b)直流式配风器;(c)双通道配风器
1—一次风;2—二次风;3—旋流器;4—中心管;
5—稳焰器;6—進口;7—油喷嘴

膨胀使油雾化(油雾粒度 $<120\mu\text{m}$),藉蒸汽压力调节油量,调节比可达1:10。

配风器常用的有直(平)流式和旋流式(图5)两种,直流式是空气通过矩形或文丘里型通道高速喷出(速度 $>45\text{ m/s}$),在炉膛内与油喷嘴喷出的雾化射流强烈混合。旋流式为空气通过切向或轴向旋流叶片产生旋转射流(旋流度为可调)与油雾射流混合。两者的中心部位均有旋流稳燃罩,少量空气通过它到达油雾根部,并形成旋转气流,产生高温烟气的回流卷吸,稳定着火燃烧。

通常燃油锅炉都采用低氧燃烧($\alpha \leq 1.05$),以减轻受热面低温腐蚀,降低 NO_x 的排放。

气体燃烧器 按燃气喷射方式燃气喷嘴有多枪式进气平流式燃烧器(图6)、中心进气天然气旋流式燃烧器(图7)和周向进气式燃烧器(图8)。燃气以高速喷出($>100\text{ m/s}$),与配风器喷出的空气射流正交,强烈混合后入炉膛燃烧。

配风器与燃油配风器相同,最常用的是直(平)流配风器。

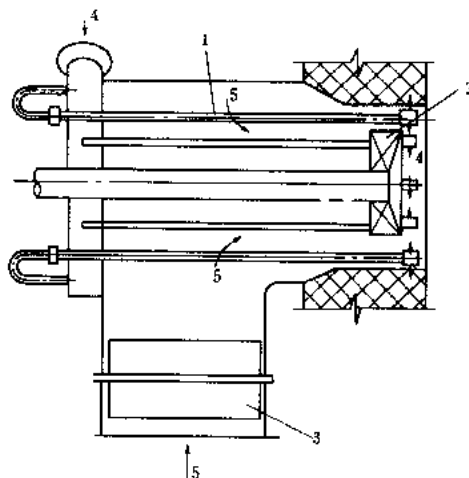


图6 多枪进气平流式燃烧器
1—天然气枪;2—稳焰器;3—挡板风门;
4—天然气;5—空气

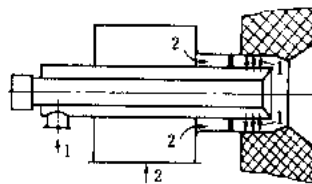


图7 中心进气天然气旋流式燃烧器
1—天然气;2—空气

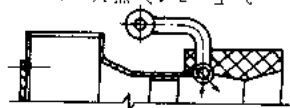


图8 周向进气式燃烧器



you shiyan fangfa

油试验方法 (oil testing method) 应用物理、化学原理测定油品性能参数及油中物质含量的方法。油质标准中的各项质量指标是与所采用的试验方法密切相关的。即同一油品的某项指标,如采用的试验方法不同,则所测得的结果可能相差很大。为保证试验结果的相对可比性、科学性,必须制订出统一的标准试验方法(包括采样方法)。在标准试验方法中,都说明了方法的原理,明确规定了适用范围、所用仪器、试剂、试验条件、试验步骤、计算公式及精密度等。油质标准对各项指标一般都规定了选用的标准试验方法。

油试验方法可分为现场检测法和试验室检测法;又可分为经典法和仪器分析法。

现场检测法 可采用外观目测法,如外状、颜色、透明度、游离水或乳化水、游离炭、固体沉淀物等项目的测定;有时也可采用便携式仪器或简单仪器,如击穿电压等项目的检测。

试验室检测法 包括黏度、闪点、凝点、密度、酸值、界面张力、电阻率、击穿电压、氧化安定性等项目的测定,以及采用仪器分析折光率、比色散、颗粒度、添加剂含量、微量水分、酸值(电位滴定法)等项目的测定。

经典法 使用特定的试验仪器并按照规定试验操作步骤进行。按测定原理,经典法包括物理法和化学法。物理法包括如黏度、闪点、凝点、密度、发泡性、空气释放性、水分离能力及介电性能等项目的测定;化学法包括如酸值、皂化值、添加剂含量、腐蚀性硫、氧化安定性等项目的测定。

仪器分析法 可使用电化学、光谱、色谱、质谱等分析法。电化学分析法常用的有电位滴定法和库仑(电量)法,如酸值、水分含量等的测定;光谱分析法常用的有红外光谱法和原子吸收光谱法,如油中芳烃含量、绝缘材料(如纸)老化产物、2,6-二叔丁基对甲酚抗氧化剂含量及金属含量等的测定;色谱分析法常用的有气相色谱法和液相色谱法,如油中溶解气体分析、油的族组成分析、添加剂含量分析、油纸绝缘老化产物(如糠醛)分析等;质谱分析法大都采用色谱—质谱联用,如油中溶解气体组分分析、六氟化硫的低氟化物分析等。超高压设备和大型汽轮机用油的颗粒度分析,也是采用仪器分析法。

一些经典法使用的仪器不断改进,如自动闪点仪、自动凝点仪、自动界面张力仪等,但要求所使用改型仪器的测定结果与原法无显著性差异,且精密度不低于原法。

为适应高参数、大容量发电设备用油监督维护的需要和绝缘、润滑油介质新品种的应用,油试验方法在

不断有所改进和发展,如开发超高压用油试验方法、合成抗燃油试验方法、六氟化硫试验方法等。随着诊断技术的发展,在线监测技术也得到不断开拓,如运行中的汽轮机油、抗燃油密度在线监测仪和变压器油溶解气体监测仪等。

youwushui chuli

油污水处理 (oily waste water treatment)

将含油污水中的油分去除,使水质达到排放标准的工艺。发电厂的油污水主要是储油罐群的排水、油罐车排水、卸油栈台冲洗水、油泵房排水、输油管路吹扫排水、主厂房汽轮机和转动机械轴承油系统排水、油罐区降雨排水以及地面冲洗水等。含油量约600~10000 mg/L。油污水排入河流、湖泊或海湾会污染水体,影响水生生物生存;用于农业灌溉,则会堵塞土壤孔隙,妨碍农作物生长。因此,对含油污水必须进行处理后才能排放。

油分在废水中的形态,大致可分为:①飘浮油:油珠粒径较大,一般大于100 μm,易分离上浮,占总含油量的80%~90%;②乳化油:粒径小,一般小于10 μm,呈悬浮状,不易分离,约占10%~15%;③溶解油:近似分子溶解状,约占0.2%~0.5%。

处理方法 油污水的处理方法有:①重力分离法:装设隔油池,利用油水比重差进行分离,可回收油粒大的飘浮油。隔油池有平流式和斜板式两种。平流式流程是,油污水由配水槽进入平面的矩隔隔油池,沿水平方向缓慢流动,在流动中,油珠上浮到水面,由撇油管送至污油池。斜板式是在隔油池内设一组斜板或斜管,使隔油池内水流均匀,以提高除油效率,缩小隔油池体积,出水含油量可降到50 mg/L。②上浮法:用于隔油池出水的处理,以去除细小油珠和乳化油。其原理是将适量空气鼓入油污水中,形成许多小气泡,油附着在有憎水性的气泡表面,形成气—油珠结合体,在气泡浮力和静水压差的作用下而上浮,使油水分离。采用该法可使含油量降至30 mg/L。上浮过程中可加凝聚剂改善其分离效果。③吸附过滤:用活性炭吸附浮选后残留的油质和所含的酚。一般采用压力式过滤器,出水含油量可降至10 mg/L。④生化法:利用微生物,将废水中的油分解并向无机化转化,达到废水净化的目的。例如,采用生物转盘,经培养驯化的细菌和微生物在盘片上形成生物膜与浮选后的油污水接触,生物膜不断从空气中吸收气氧,使污水中的酚和油等在吸附—吸氧氧化分解作用下被生物膜降解为无害气体,从而使污水得到净化。除油和降酚率可达80%~90%。⑤粗粒化:其原理是油污水中的油滴受到多层亲油疏水性金属丝网多次阻碍,细油珠互相不断地碰撞而成粗粒,



然后迅速上升与水分离。用于处理隔油池出水,残留油含量可降至10 mg/L。

处理系统 根据废水中的含油量及其处理深度的要求,可采用不同的含油废水处理系统。电厂油污水处理通常采用的系统有:①隔油—上浮—排入城市污水管道;②隔油—上浮—生化排入水体;③隔油—上浮—过滤吸附—排入水体;④隔油—粗粒化—排入水体。从隔油池、上浮池等分离出来的污油可汇集到污油池,经脱水后用于锅炉燃料。经处理的废水也可用作除灰系统用水。

you xitong qingxi

油系统清洗 (oil system cleaning) 采用物理方法或化学方法清除汽轮机油系统内部和接触油的设备、管道内表面污染物的技术措施。物理方法有蒸汽吹洗、油流冲洗和机构清扫等;化学方法有碱洗、酸洗和其他清洗剂清洗。它是防止油质老化和保证用油设备运行可靠性的有效措施。

当油系统中污染物为比较松散的固体杂质(灰尘、泥砂、焊渣等)时,常采用物理方法清除,如污垢程度较轻,可采用蒸汽吹洗,对油系统局部部位,特别是在缝隙和死角处的杂物,辅以人工或机械清扫。油流冲洗多用于其他清洗方法之后;对大机组,为提高清洗效果,可采用在较高流速和变温(由室温到约70℃)条件下的循环冲洗工艺。

当油系统存在油泥或附着锈蚀产物时,常采用化学方法清洗。清除油泥可采用碱洗或表面活性剂清洗。碱洗一般采用3%~5%磷酸三钠溶液,在75~85℃下进行循环清洗。清除氧化皮和锈蚀产物,可采用酸洗,酸洗介质多用加有缓蚀剂的盐酸;清洗工艺为:碱洗、酸洗、钝化、水冲洗和吹干。清洗的技术条件(药液浓度、温度、流速和时间,缓蚀剂的选择和添加量等)应在清洗前通过小型试验确定(见锅炉化学清洗);清洗后在机组起动前还应用合格的汽轮机油冲洗。

新安装的大机组油系统,一般先用机械方法清扫,再用化学方法清洗,最后用油流冲洗,直到油的清洁度合格为止。对已运行机组的油系统,应根据其脏污程度和污染物性质确定其适当的清洗时间间隔和清洗方法。

youxitong zhaohuo

油系统着火 (oil system firing) 汽轮发电机组的调节、润滑、密封油管路及设备漏油引起的火灾。一般表现为瞬时爆炸式的着火,火势凶猛,如不能及时切断油源,火势将迅速蔓延扩大,可造成烧毁设备和厂房以致人身伤亡,使电厂长时间丧失发电能力。漏

油和油管路附近有热源是油系统着火的两个基本条件。因而杜绝漏油、隔离热源是防止油系统着火的根本对策。

防止油系统着火的措施主要有:①最好采用组合油箱,套装润滑油管,使用燃点大于350℃的抗燃油为调节系统工质。②油管路附近的高温管道,其保温层应牢固完整,并外包铁皮或玻璃丝布,涂油漆。保温层表面温度一般不超过50℃。③油系统应尽量远离或低于高温管道布置。油管路要有牢固的支吊架,以防振动破裂。应尽量减少法兰及阀门的数量,以减少漏油源。油管接头应按一级压力器件选用,不许使用铸铁或铸钢阀门。④阀门、法兰接合面必须认真研刮,垫料可采用软金属、隔电纸、青壳纸或耐油耐热材料,其厚度应小于1.5 mm,锁母接头只能用软金属(如紫铜)垫圈。油系统安装完毕或大修后,应进行超压试验。⑤事故排油门的标志要醒目,油门把手处应有两个通道可以到达,且把手与油箱或密集的油管区间应有一定的距离,以防被火包围无法操作。操作把手在机组运行时不宜上锁。⑥根据机组的实际情况制定具体的事故处理规程,现场应配备有足够数量的消防器材,建立消防责任制度。如设备或法兰接合面喷油起火时,应立即破坏真空停机,同时灭火。为避免机组轴瓦损坏,在破坏真空惰走时间内,应维持润滑油泵运行,但不得开启高压油泵。当火势无法控制或危及油箱时,应立即开启事故排油门放油。

you zhaisheng

油再生 (oil reclaiming) 除去油中的有害物质,使不合格油(一般为老化油)的使用性能重新得到恢复或改善的一项技术措施。油再生应根据油质老化程度,采用不同的方法。再生方法可分为物理净化、物理化学再生和化学再生。

物理净化法 主要指机械过滤、离心分离和真空过滤。机械过滤,是借助于油泵压力使油通过过滤介质(滤纸或其他过滤材料)以除去油中水分、油泥、游离碳、纤维及其他机械杂质。离心分离,是基于油与水分、碳渣、油泥等杂质的密度不同,使油在离心式分离机的离心力作用下分离出水分及杂质。当油中水分、杂质较多时,离心分离比机械过滤效果好。真空过滤是通过真空过滤装置,使油在一定温度和高真空下雾化或形成油膜,从而脱去油中的气体和水分,此方法适用于对油的深度脱气、脱水处理。

物理化学再生法 主要指吸附剂法,适用于再生老化程度较轻的油。按再生方式可分为接触法和渗滤法。接触法是在适当的温度和充分搅拌下,使油中杂质被吸附剂(如活性白土、硅胶铝吸附剂等)充分吸附。

该方法只适用于从设备中换下来的油；由于油质老化程度不同，再生前应通过小型试验选定最佳再生工艺及条件（如再生温度和吸附剂用量等），以防止油中原有添加剂损失或产生其他副作用，渗滤法是强迫油通过装有吸附剂（如硅胶、颗粒白土、活性氧化铝等）的净油器，使之渗滤再生。渗滤法适用于从设备换下来的油，也适用于运行中的变压器油、汽轮机油连续再生。影响再生效果的关键因素是吸附剂用量和再生温度，由于汽轮机油黏度较大，所以再生温度要高于变压器油。如果油中含水分、沉淀物较多时，应先经离心分离机净化。

化学再生法 一般指硫酸—白土再生法。它适用于用物理净化或吸附剂再生难以奏效的深度老化油。此方法主要包括硫酸处理和白土处理两个工序。先让油中杂质组分在一定条件下与硫酸作用形成酸渣，与油分离；然后再用白土处理。白土是一种多孔性固体，表面积大，吸附力强。它优先吸附油中极性物质，其次是多环芳烃。另外，白土对酸渣有助沉淀作用，这对酸性油中的硫酸、磷酸和残余酸渣均有去除能力，故将白土处理放在硫酸处理工序之后进行。对老化特别严重的油，可再增加碱处理工序，即硫酸—碱—白土再生法。处理效果的主要影响因素是：硫酸浓度、用量，加酸方式和接触时间。再生药剂用量及再生工艺条件，应根据油质老化程度和对再生油的质量要求，通过试验确定。

再生后的油可通过试验添加适量的抗氧化剂（如2,6-二叔丁基对甲酚）以提高其氧化安定性，超高压用油还应掌握再生深度，以在重视提高油氧化安定性的同时，兼顾油的析气性这一重要质量指标。汽轮机油应添加适量防锈剂（如十二烷基丁二酸），以提高其防锈性能。油再生时，应妥善处理残渣、废油，尽量采用无污染再生工艺，以防污染环境。

youzhi biaoqun

油质标准 (oil quality criterion) 对各类油品的主要物理、化学和电气性能指标所做的统一规定。它包括技术要求（项目、质量指标和试验方法），以及标志、包装、运输、储存、交货验收和取样等有关规定。

油质标准一般分为三级：①国家标准——对国民经济和技术进步影响较大的，必须在全国范围内统一实施的标准；②行业标准——全行业必须统一实施的及待批上升为国家标准的一些标准；③企业标准——公司或厂矿为其产品制订的标准。企业标准一般严于国家标准。新油质量标准是生产厂家对油品出厂的保证和使用单位对油品验收的依据；运行中油质质量标准则

是对运行油的质量监督维护的依据。

油质标准还有国际通用标准，如国际电工委员会（International Electrotechnical Commission, IEC）《矿物绝缘油标准》、国际标准化组织（International Organization for Standardization, ISO）《汽轮机油（矿物）规范》等，它们是世界多数工业国家公认的质量监督考核标准。中国各类电力用油的质量标准基本符合上述IEC及ISO标准要求，个别指标有所超过。

随着工业发展，用油设备的技术参数不断提高，油的品种不断增多，检测技术不断改进，油质标准也将随之不断发展。

youzhi jiandu

油质监督 (oil quality supervision) 电力生产使用的各种绝缘油、润滑油的质量检测、数据整理与综合分析，以及维护、管理工作的总称。运行油的质量直接关系到充油设备、供电设备的安全经济与使用寿命，而油的使用寿命又受设备技术状况和运行条件的影响。运行油性能的变化除反映油品质量好坏外，还可反映设备本身所发生的故障。

油质监督内容，涉及新油验收、注油处理、运行油检测与维护、油系统检查与清洗、油净化与再生，以及技术管理工作。

新油验收 系指新油交货时，进行必要的检测以核查油品质量是否符合有关技术标准。

注油处理 当合格的油准备注入设备使用时，对变压器油，经净化后在注油前、注油加热循环后以及通电前，均应分别取样检测合格；对汽轮机油，在合格的油注入油系统进行连续循环冲洗过程中，应多次取样检测，直至油的清洁度合格为止（见油系统清洗）。

运行油检测 包括定期和不定期的取样检测，检测周期根据设备型式、用途、出力、结构、运行条件和环境状况而定。按不同设备规范，检测项目分为常规（必测）与非常规（选测）两类，常规检测项目，如外状、颜色、水分（定性）、击穿电压、杂质、黏度、闪点、凝点、界面张力、酸值、水分（定量）、破乳化度、水分离能力、颗粒度、介质损耗因数等。非常规检测项目，如添加剂含量、氧化安定性、金属含量等。检测数据需积累与整理，结合运行情况进行综合分析，从而揭示油质变化规律及其与运行工况的关系，判断油质变化原因和提出处理措施。

运行维护 主要包括补油、混油与防止老化。当设备需要补油或混油时，应查明油的牌号，通过试验确定可否补入或混用，并严格监测补油或混油后的油质变化情况。运行油采用的防老化措施主要有干燥器、净油器、隔膜密封、充氮保护、添加抗氧化剂等，并应定期



检查和维护,由于设备发生异常而使油质突然变坏时,应及时查找原因,并对油进行处理。(见油老化)。

油系统检查与清洗 检查油系统各部分(如冷油器、滤油器等)的脏污程度,并对油泥等附着物量与成分进行检测,根据检查和分析结果确定清洗方法。(见油系统清洗)

油净化与再生 对运行油、旧油的脱水、脱气、除酸、除去油泥和固体颗粒等杂质,应根据油质污染程度或老化状况,选用不同处理工序和方法,并通过小型试验确定油再生方法的工艺条件(见油再生)。

技术管理 制定油质监督所依据的规程和方法。应根据实际情况,建立有关设备及所充油品的全过程管理技术档案和油品台帐;进行阶段性的分析总结,并针对存在问题加以研究改进。

余热锅炉

余热锅炉 (heat recovery boiler; waste heat boiler) 利用各种废气的显热和废弃物焚烧后余热为热源的锅炉称为余热锅炉,又称废热锅炉。余热锅炉有的只生产热水或蒸汽,有的还可以产生蒸汽驱动汽轮机发电。就循环方式而言,余热锅炉有自然循环和控制循环两种。从受热面布置上,又有立式和卧式布置之分。

工业领域中常用于发电的有:燃气-蒸汽联合循环机组的余热锅炉,工业炉窑余热锅炉,废液余热锅炉,废料余热锅炉等多种。

燃气-蒸汽联合循环机组的余热锅炉 见联合循环余热锅炉。

工业炉窑余热锅炉 水泥厂和炼铁厂等工业炉窑排出的废气具有大量的显热,可以作为余热锅炉的热源。其排出的废气中含有较多的灰尘,有的灰尘黏结性较强,应予以注意。

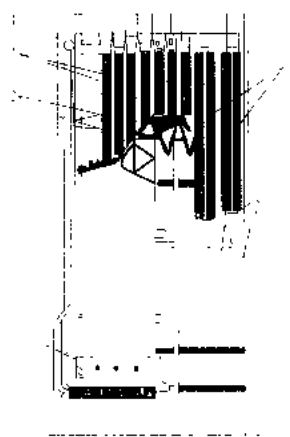
水泥厂废气余热锅炉 分为高温和低温两类。①高温水泥窑余热锅炉,回转窑的排烟温度为 $850\sim 1000^{\circ}\text{C}$ 。经过立式高温余热锅炉,吸收烟气热量并通过汽轮机组进行发电,使排烟温度降为 160°C 左右,其发电量基本可以满足水泥厂自身生产过程的需要。②窑外分解水泥窑余热锅炉,窑尾排烟及窑头冷却风余热温度为 $300\sim 400^{\circ}\text{C}$ 。回收余热的锅炉需要庞大的受热面。

炼铁厂余热锅炉 直接还原铁(海绵铁)回转窑的废气温度达 900°C 左右,由于烟气含尘较多,锅炉采用U形布置,当烟气转弯时,便于灰尘分离出来,收集在灰斗中。

几乎所有工业炉窑余热锅炉,均应特别注意清灰、打磨以及腐蚀问题。

• 844 •

废液余热锅炉 常见的有造纸厂废液余热锅炉。造纸废液又称黑液或红液,含有大量可燃物质,可作为余热锅炉的热源。余热锅炉具备废液焚烧的功能。



造纸废液余热锅炉

1—燃烧器;2—过热器;3—蒸发管束;4—锅筒;5—立式省煤器

炉效率约为75%。

废料余热锅炉 废料中含有可燃物质,可作为热源利用。例如:甘蔗渣、糠醛渣、稻壳、麦秸等,都可以作为余热锅炉的热源。这些锅炉应用已很广泛。锅炉容量多数较小,燃烧设备形式多样,有往复炉排、链条炉排,流化床、室燃炉等,这些余热锅炉均具备废料焚烧的功能。目前出现的垃圾焚烧炉(见垃圾锅炉)则主要是考虑环境保护的,多数采用火床燃烧和流化床燃烧,在其后则可装备余热锅炉。

渔业用水水质标准

渔业用水水质标准 (water quality standard for fishery) 提供适合鱼虾贝藻类等水生动物正常生长和繁殖需要,又不影响水产品质量的一种渔业水域水质标准。制订这个标准的目的在于保护自然资源、防止污染危害,保证水产品质量,以保障居民身体健康和促进渔业生产发展,并贯彻执行有关海洋的环境保护法和渔业法。中国国家标准 GB11607--89《渔业水质标准》是在 TJ35--79《渔业水质标准》的基础上修订而成的。对火力发电厂排放的循环水,还应对其温度影响进行水体热污染防治。

渔业水质标准中的水质项目包括色、臭、味、悬浮物, pH 值,生化需氧量,溶解氧,无机有害物质、有机有害物质等33项。这些项目确定的科学依据是保障鱼类的正常生存、繁殖和活动,保证水体中有害物质的浓度不引起鱼类急性中毒和发生鱼类回避作用,并防止鱼类机体上有害物质的富集而产生的食用毒害及

鱼体异臭、异味等,同时还结合考虑水在生活饮用上的要求。标准中还规定,未经处理的工业废水、生活污水和有害废弃物严禁排入鱼虾类的产卵场、索饵场、越冬场和鱼虾贝藻类的养殖场,以及珍贵水生动物保护区;任何企事业单位和个体经营者排放的工业废水、生活污水和有害废弃物,必须采取有效措施保证最近渔业水域的水质符合标准;严禁向渔业水域排放含病原体的污水;如需排放此类污水,必须经过处理和严格消毒;排污口所在水域形成的混合区不得影响鱼类回游通过。

世界各国都有这类标准。为保护水生生物,联合国环境规划署于1974年,对淡水中氯化烃类、有机磷化合物、氨基甲酸酯类、除锈剂等48种农药的最高容许浓度做了规定。前苏联于1978年对渔业用水中76项水质指标做了规定。日本等国对渔业用水、水产用水也制定了相应标准。

yuchuli

预处理 (pretreatment) 为了确保主要的水处理工艺—膜分离设备或化学除盐系统的安全、经济运行,去除进水中的悬浮物、胶体和有机物等杂质所需的水处理技术。锅炉补给水的预处理应达到化学除盐系统进水的水质要求:浊度小于 $2\sim 5\text{ mg/L}$;残余氯小于 0.1 mg/L ;耗氧量小于 2 mg/L 。

火力发电厂锅炉补给水的预处理,一般采用混凝、沉淀、澄清及过滤四个步骤。当原水中有有机物含量较多时,可采用活性炭过滤器。

混凝 为使水中的胶体颗粒迅速脱稳、沉降,常用的方法是向水中添加混凝剂。常用的无机混凝剂为铁和铝的盐类;有机混凝剂为聚丙烯酸类化合物。这些混凝剂在水中生成带正电荷的胶溶体,与水中带负电荷的悬浮颗粒和胶体颗粒互相中和,而失去其胶体性质,颗粒互相聚合、长大、形成絮凝体。为进一步加速颗粒沉降,也可添加高分子聚电解质作为助凝剂,以增大絮凝物的粒度、密度和牢固性。

沉淀 固体颗粒依靠重力作用,在水中沉降、分离的过程称为沉淀,使用的设备为沉淀池。常用的沉淀池有:平流式沉淀池、斜管式沉淀池等。在沉淀池中,一般混凝与沉淀是分开进行的。

澄清 凝聚过程形成的细小颗粒,经过活性泥渣层,能大大提高颗粒的长大速度,利用活性泥渣的吸附作用,使水中的细小颗粒迅速长大并在水分离的过程,称为澄清。在澄清池中,一般化学反应、混凝与澄清是一起进行的,即经过混凝的水,通过悬浮的泥渣层,吸附、过滤、分离而得到澄清水。澄清设备又可分为悬浮泥渣式澄清池和泥渣再循环式澄清器两种。常用的澄

清池(器)有:机械搅拌澄清池、水力循环澄清池等。

过滤 用多孔介质除去水中悬浮物的过程称为过滤。因为单独用过滤,不能除去水中的胶体和细小颗粒,所以,经常将它置于混凝—澄清之后,作为进一步除去水中悬浮杂质的一个组成部分。在进水浊度不高于 $10\sim 20\text{ mg/L}$ 时,一般过滤后的出水浊度可以小于 5 mg/L ,甚至小于 1 mg/L 。

火电厂锅炉补给水处理用的过滤器,按其运行方式可分为压力式和重力式两种。压力式过滤器又可分为颗粒滤料过滤器和纤维过滤器。颗粒滤料过滤器(又称为“机械过滤器”)按其运行时水流的方向,可分为单流、双流;按其使用的滤料种类,可分为单层滤料、双层滤料和多层滤料。纤维过滤器是利用纤维束对水中细小颗粒的吸附和纤维间的微孔进行过滤的。重力式滤池又可分为无阀、单阀和虹吸滤池等。

Yuanbaoshan Fadianchang

元宝山发电厂 (Yuanbaoshan Power Plant)

位于内蒙古自治区赤峰市东南35 km元宝山镇,是一座大型矿口褐煤电厂。北侧1.5 km为元宝山露天煤矿。

电厂分三期建设。一期300 MW机组于1975年动工,1978年12月并网发电。二期600 MW机组于1980年动工,1985年12月投入运行。三期两台600 MW机组于1992年10月开工,3号机组(本期第1台)1998年11月移交生产,4号机组土建厂房和公用系统已建成,主设备及主要辅机未安装。由于工程缓建,何时完成尚难确定。三期工程完成后,电厂总容量将达到2100 MW。设计中还预留有再扩建一台600 MW机组的位置。电厂外观参见彩图插页第1页1图。

电厂以500 kV超高压线路向辽宁南部负荷中心供电,以220 kV高压线路向东北电网和赤峰市北部旗、县供电。

一期工程 300 MW汽轮发电机组系法国CEM公司产品,汽轮机为单轴三缸凝汽反动式,发电机冷却方式为水氢氢,进汽参数为 17.75 MPa 、 $540/540^\circ\text{C}$ 。锅炉为低倍率强制循环直流炉,塔式布置,蒸发量 921 t/h ,由瑞士苏尔寿(sulzer)公司配套供货。制粉系统为带6台风扇磨煤机的直吹式系统,电气除尘器效率99.5%,烟囱高180 m。热力系统包括4台低压加热器、3台高压加热器和1台除氧器,设有100%容量的高、低压旁路系统。装有3台50%容量的电动给水泵。机、炉、电在单元控制室集中控制。

二期工程 600 MW汽轮发电机组由法国阿尔斯通—大西洋(A-A)公司成套供应。蒸汽参数同一期,汽轮机为四缸冲动式,最大出力626.9 MW,发电机为



水氢氢冷却。锅炉由德国斯坦缪勒 (Steinmuller) 公司成套供应。为变压运行本生式直流炉, 塔式布置, 新蒸汽流量 1832.65 t/h, 制粉系统为配有 8 台风扇磨煤机的直吹式系统, 风扇磨, 沿炉膛四周布置。设有除尘效率为 98% 的电气除尘器。烟囱高 180 m。回热系统有 4 台低压加热器、3 台双列并联的高压加热器、1 台除氧器; 配有 1 台 100% 汽动给水泵和 2 台 35% 电动给水泵, 以及 100% 容量高、低压旁路系统。单元控制室内实现机组的程序起、停、正常运行和事故处理。

三期工程 为哈尔滨锅炉厂、哈尔滨汽轮机厂、哈尔滨电机厂供应的引进型 600 MW 机组。热力系统热耗 7829 kJ/(kW·h)。锅炉为 HG-2008/18.2-HM₁ 型, 制粉系统经研究后改用中速磨直吹系统, 每炉配 8 台 MPS-255 型磨煤机, 布置在锅炉两侧, 每侧有 4 台磨煤机。配置了除尘效率为 99% 的电气除尘器, 每台炉烟气各排入 1 座高 210 m 的烟囱。汽轮机为 N600-16.7/537/537-1 型, 进汽参数 16.7 MPa、537/537℃。回热系统为 3 台高压加热器、4 台低压加热器、1 台除氧器。每台机设 2 台 50% 容量的汽动给水泵及 1 台 30% 容量的电动调速泵, 并配有中压凝结水精处理装置。发电机冷却方式水氢氢。采用一机一控的单元控制方式, 采用美国贝利 (Bailey) 公司 Infi-90 微机分散控制系统。上煤系统设有微机程控装置, 水源地深井泵房在厂内设有无线遥控系统。

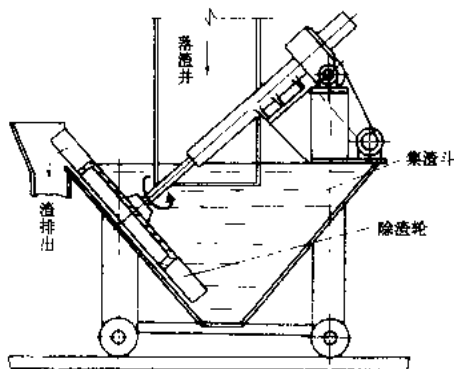
厂区总布置 一、二期主厂房为预制钢筋混凝土装配式厂房, 三期主厂房与原厂房脱开, 锅炉房和侧煤仓间为钢结构, 与锅炉钢架结构体系合并, 统一由锅炉厂设计。冷却塔淋水面积 2×7000 m², 输煤一期工程配有成组底开门车和卸煤沟, 二期工程建成了翻车机系统以敞车供煤, 三期工程采用带宽 1.4 m 长 5.7 km 的封闭式输煤栈桥由露天矿直接来煤。除灰系统采用水力除灰系统, 灰场为沙丘荒地围堤筑坝型。电气主接线为双母线双分段带旁路, 500 kV 屋外配电装置采用铝管硬母线配剪刀式隔离开关。升压变压器和开关是在这一电压等级中最早采用中国自行生产的设备。

技术经济指标及运行状况 1、2 号机组投产曾出现一些技术问题, 包括汽轮发电机轴系振动、锅炉结焦等, 在一段时间里 2 号机组不能达到满出力; 经运行改造, 得到了不同程度的解决。1998 年全厂总发电量 53.8139 亿 kW·h, 发电煤耗率 320 g/(kW·h), 供电煤耗率 343 g/(kW·h)。

yuanchuan chuzhaji

圆盘出渣机 (disk conveyor for bottom ash removal) 由带径向叶片的圆盘形除渣轮沿渣斗斜面绕固定轴转动而排出炉渣的机械。它与落渣井及

碎渣机共同组成一套机械排渣装置。锅炉运行中, 炉膛中炽热炉渣经落渣井落入注满水的集渣斗中, 淬冷后积于底部。倾斜设置的除渣轮由驱动装置带动而缓慢转动, 除渣轮圆周上的叶片将炉渣从渣斗底部刮出水面, 经沥水由集渣斗的排渣豁口排出 (见图)。随后灰



圆盘出渣机

渣通过碎渣机碎渣或直接排入渣沟, 也可用皮带或车辆输送出去。除渣机集渣斗上部设有冷却补给水和溢流水接口, 以维持集渣斗内水温不超过 60℃。除渣轮倾斜角一般设计为 45°, 除渣轮转速 1~3 r/min, 单台设计出力 3~10 t/h。圆盘出渣机多应用于包括旋风炉在内的各种液态排渣炉, 也可用于中、小容量的固态排渣锅炉中, 一台锅炉可配一台或数台这种出渣机。

yunshu cheiang

运输车辆 (freight car) 长途或短途运输发电厂的大、重和超长设备和材料的车辆。有汽车和铁路车辆两类。

低驾驶室平板载重汽车 载重汽车的改进型。驾驶室位置放低, 平板货台的前端在驾驶室上面, 面积大可装超长货物。如载重量 25 t 的这种汽车, 可装长 25 m 的物件。

汽车列车 即平板挂车, 由牵引汽车和全挂车或与搭载在牵引汽车上的半挂车组成, 可运输特大特重设备。其转弯半径需要 10~20 m 或更大。常用的半挂车为 8~40 t, 平板全挂车为 40~300 t。还有长货挂车 (双挂) 是两节带有可转动支承架的挂车, 上装长形货物, 两节车之间靠货物连接, 装货长度可达 30 m。大型汽车列车是多台挂车, 可作多种组合。如某型列车的组件是 4 轴挂车和 6 轴挂车各数台, 每轴为 8 个车轮。横向可用 1 台半或两台组合, 纵向可用 1 至 4 台组合。最大组合是宽度 1 台半, 宽 5.88 m, 长度是两台 4 轴挂车和两台 6 轴挂车, 共 4 台 20 轴, 长 32 m, 共有车轮 240 个, 载重 800 t。近年来有用电子控制转向的, 载重达几千吨。

铁路货车 运送长货物的是长大平车,载重量 60~120 t,底板负重面长 18 m。装运重型大件的是凹底平板车(元宝车),载重量 40~230 t,底板长 9 m。运输超重超高货物的特种车辆是钳夹车,车体分前后两节,每节车架装水平向后和向前伸出的悬臂梁即钳夹梁,钳夹梁可以升降和平移以适应不同货物的需要。货物装在中间,靠前后钳夹梁支撑,下面没有支托车体,因此可装超高物件,如发电机定子。钳夹车载重量最大为 350 t。

运行技术经济指标

(techno-economic indexes of power plant operation)

反映火力发电厂运行技术经济性能的数据。主要是与发电厂热电转换效率有关的全厂或整套发电机组的运行性能。这种性能一般按一定的统计期,例如一年之内,统计电厂或机组消耗的燃料总量,并按燃料热值算出累计消耗的热量,电厂或机组自身消耗的电量,以及同时期内电厂或机组生产的发电量和供热量作为计算基础。

统计期间发电机组除在额定容量和额定参数下运行之外,还有许多时间是带部分负荷或偏离额定参数运行,还有多次停机和起动的运行操作。所以运行技术经济指标总与机组的考核技术经济指标有相当的差距。

中国火电厂的燃料统计都按燃料热值折成标准煤计算,标准煤的热值为 29270 kJ/kg。火电厂的技术经济指标有供电煤耗率、供电热耗率、供电热效率、发电煤耗率、发电热耗率和厂用电率等项,其中前三项最为重要。中国常采用供电煤耗率和厂用电率作为评定运行技术经济性能的主要指标。对于热电联产电厂,要根据热、电煤耗量分摊来计算热、电两方面的技术经济指标。

凝汽式发电厂的运行技术经济指标 设在统计期内燃料总耗量折成标准煤为 B_0 kg,发电量为 W_0 kW·h,厂用电量为 W_1 kW·h,送出电量即供电量为 W_2 kW·h,则可按下式各式计算运行技术经济指标。

厂用电率 r_e ,简称厂用电,为厂用电量与发电量的比率,即 $r_e = \frac{W_1}{W_0} \times 100\%, \%$;

发电煤耗率 b_0 ,简称发电煤耗,为发电 1 kW·h 所消耗的标准煤量,即 $b_0 = \frac{B_0}{W_0} \times 1000, \text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$;

发电热耗率 HR_0 ,简称发电热耗,为发电 1 kW·h

所消耗的热量,即 $HR_0 = 29.308 b_0, \text{kJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})$;

发电热效率 η_e ,为发电量折成热量与耗用热量之比,即 $\eta_e = \frac{3600}{HR_0} \times 100, \%$;

供电煤耗率 b_2 ,简称供电煤耗,为供电 1 kW·h 所消耗的标准煤量,即 $b_2 = \frac{B_0}{W_2 - W_1} \times 1000 = b_0 / \left(1 - \frac{W_1}{W_0}\right), \text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$;

供电热耗率 HR_2 ,简称供电热耗,为供电 1 kW·h 所消耗的热量,即 $HR_2 = 29.308 b_2, \text{kJ}/(\text{kW} \cdot \text{h})$;

供电热效率 η_2 ,为供电量折成热量与耗用热量之比,即 $\eta_2 = \frac{3600}{HR_2} \times 100, \%$ 。

上述诸指标中,未扣除厂用电的称为毛值,扣除了厂用电的称为净值。例如发电热耗称为毛热耗,供电热效率称为净热效率。

热电厂的运行技术经济指标 热电厂利用进入汽轮机做过功的蒸汽供热,在发电和供热的耗热量如何分摊的问题上颇有分歧。但最常见的仍是将热电厂总的耗热量按生产的电能和生产的热能的比例分摊,不论供热蒸汽的品质或其在汽轮机中做功的多少。供热的耗热量

$$Q_h = \frac{H_1}{\eta_h \eta_p \eta_b}$$

式中 η_h 、 η_p 、 η_b 分别为供热设备、管道和锅炉的热效率, H_1 为热电厂生产的热能,即供热量。

全厂总耗热量减去供热的耗热量即为发电耗热量。

厂用电率的计算中除电、热各自计算直接用电量之外,也是按发电和供热两部分的耗热量进行分摊。

有了耗热量和厂用电的分摊数据,即可按上述各式求出发电和供热两部分各自的各项技术经济指标。

高位和低位热值 各项技术经济指标(厂用电率除外)的计算都要考虑燃料的热值(发热量),而燃料的热值有高位和低位之分。高位发热量是燃烧前燃料所含水分和燃料的含氮化合物燃烧形成的水,在燃烧结束后处于液态。低位发热量是这些水分处于汽态,两者之差是这些水分的汽化潜热。故表述运行技术经济指标时应指明燃料热值是高位或低位,一般两者有百分之几的差别。通常美国采用高位,中国采用低位。

Z

zai re qi

再热器 (reheater) 把汽轮机高压缸 (或中压缸) 的排汽重新加热到一定温度的锅炉受热部件。随着蒸汽压力的提高, 为了减少汽轮机尾部的蒸汽湿度及进一步提高机组的热经济性 (见再热循环), 在超高参数机组中普遍采用再热器。

按换热特性再热器可分为对流再热器和辐射再热器两种。

对流再热器 布置在对流烟道中, 以对流换热为主。其结构与对流过热器相似, 也是由许多并联连接的蛇形管所组成, 一般布置在烟温稍低的区域, 并采用较粗管径。其原因是: ①中压蒸汽换热系数较低, 且再热系统阻力对汽轮机热耗影响较大 (阻力每增加 0.1MPa, 汽轮机热耗将增加 0.2%~0.3%), 蒸汽速度的提高受到限制, 这样蒸汽对管壁的冷却能力较低, 易引起管壁超温; ②再热蒸汽压力低, 比热容小, 对热偏差比较敏感; ③为保证热力系统的经济性, 通常规定系统总阻力不大于再热器进口压力的 10%, 即不超过 0.2~0.3 MPa, 其中再热器本身阻力约占 50%, 因此再热器必须采用较大管径 (42~63.5 mm) 和多管圈 (6~9 根), 再热蒸汽的质量流速限制在 250~100 kg/(m²·s)。

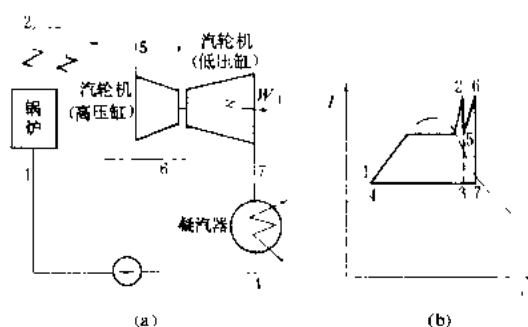
辐射再热器 布置在锅炉一面或几面墙上, 主要吸收炉膛辐射热。它与对流再热器组成辐射-对流再热器系统, 有利于改善再热汽温调节特性。对于蒸汽向下流动的墙式辐射再热器, 为了保证水动力的稳定性, 在额定负荷时的流动阻力应为重力压头的 8 倍以上。

再热器的保护 在机组起停过程中和汽轮机甩负荷时, 没有或没有足够数量的蒸汽通过再热器使其得到冷却, 再热器将有被烧坏的危险。为此, 在大容量机组中, 一般均设有旁路系统 (见汽轮机旁路系统), 以保护再热器。对于全部布置在对流区的再热器, 额定负荷下其进口烟温控制在 860℃ 以下, 启动过程中控制再热器入口烟温不超过限值, 可使再热器管不致超温。如有可靠的自动保护装置并适当采用高级奥氏体钢管, 可以不设保护再热器的旁路系统。

• 848 •

zai re xue huan

再热循环 (reheat cycle) 把在汽轮机中做功的工质中途抽出加热后再送回去继续做功的热力循环。例如在以兰金循环为基础的蒸汽再热循环中, 蒸汽在汽轮机中膨胀至某一中间压力后全部返回锅炉再次加热, 然后送回汽轮机继续膨胀做功直至达到终压。如果在不同的中间压力下多次再热, 则称为多次再热循环。通常再热次数不超过两次, 为简化系统多采用一次再热。一次再热循环的系统图和温-熵图示于图 (a) 和 (b)。



再热循环

(a) 热力系统图; (b) T-s 图

提高兰金循环的热效率应提高蒸汽的初压, 同时降低蒸汽经汽轮机膨胀做功后的终压。这会导致汽轮机尾部各级蒸汽湿度的增高, 从而降低汽轮机的内效率, 蒸汽中液滴的增多还会冲蚀汽轮机叶片, 损伤设备。所以, 一般要求蒸汽的最终湿度不超过 10%~12%。提高蒸汽初温可以降低蒸汽的最终湿度, 但提高蒸汽初温又要受到金属材料耐温能力的限制。蒸汽的再热, 则可明显降低蒸汽最终湿度, 是解决这一问题的有效措施之一。

蒸汽的再热不仅可以降低蒸汽的最终湿度, 而且有可能提高循环的热效率。关键是再热温度的确定和再热压力的选择。再热循环可以被想象为基本兰金循环 12341 和一个利用再热热量的附加循环 56735 的组合 [见图 (b)]。显然, 为提高附加循环的效率, 再热温度宜取尽可能高的数值; 在再热温度一定条件下, 提高再热压力可以提高附加循环的效率, 当该效率值高于基本循环的效率时, 整个循环的效率就会因再热而得到改善。但是, 过多地提高再热压力, 会使再热热量所占份额减少, 使附加循环的作用变得微不足道, 同样对整个效率不利, 所以从效率观点出发存在着一个最佳的再热压力。

zai re zheng qi xi tong

再热蒸汽系统 (reheating steam system)

汽轮机高压缸的排汽返回锅炉再热器再热后送回汽轮机中压缸的蒸汽管道系统。若采用二级再热,则还应包括中压缸排汽再热后返回低压缸的蒸汽管道系统。

从汽轮机高压缸(或中压缸)排汽口到锅炉再热器进口的蒸汽管道,称为低温再热蒸汽管道;从再热器出口到中压缸(或低压缸)的蒸汽管道,称为高温再热蒸汽管道。低温再热蒸汽温度较低,管道材料通常采用优质碳素钢;高温再热蒸汽温度一般与主蒸汽温度相同或略高,管道材料采用耐热合金钢。

蒸汽在再热系统中的流动阻力对循环热效率的影响较大,每增加0.1 MPa的流动阻力,循环热效率将降低0.2%~0.3%。增大再热蒸汽管道和再热器的管径,虽可降低再热系统的流动阻力,但增加管道和设备的投资费用。所以,再热蒸汽系统(包括锅炉再热器)的流动阻力一般限定在高压缸排汽压力的8%~10%。

火电厂设计中,为降低再热蒸汽管道的投资,通常采用提高高温再热蒸汽管道蒸汽流速的方法来减小管径,以降低耐热合金钢管材的消耗量;高温再热蒸汽管道因减小管径而增加的压力损失,可以用增大低温再热蒸汽管道管径以减少压力损失来补偿。再热蒸汽系统压力损失给定后,高温再热蒸汽管道和低温再热蒸汽管道的管径应通过优化计算来确定。

zuosheng kongzhi

噪声控制 (noise control) 降低噪声污染至无害程度,以获得人们要求的声学环境所采取的各种工程技术措施。

实行噪声控制首先要进行噪声调查,通过现场测量或参考同类工程及设备的噪声资料,评价噪声对人体及环境可能造成的危害,然后根据国家或部门制订的环境噪声标准,确定降噪量和应采取的治理措施。措施实施后,再经现场实测,评定治理的效果。

噪声 指干扰人们休息、学习、工作,使人厌烦的声音或声振动。描述噪声特性的物理量有两种,即噪声的客观物理量和噪声的主观评价量。其中,噪声的主观评价量反映了人在心理和生理上对噪声的感受程度。表示噪声强弱的客观物理量是声压、声强和声功率,一般采用对数标度,分别用声压级、声强级和声功率级表示,以dB(分贝)为单位。噪声主观评价的主要指标是A声级和等效A声级,单位是dB(A)[分贝(A)]。表示声音音频高低的物理量是频率,在可闻声范围(20~2000 Hz),一般用倍频程和1/3倍频程将其划分成若干频带。测量噪声最常用的仪器是声级计和频谱分析仪。

火电厂噪声 火电厂是一个噪声源相对集中、噪

声辐射量大、噪声种类繁多的场所。噪声主要来自各种设备、容器及管路系统。按噪声源特点分类有:①机械动力噪声:因各类机械设备运转、摩擦、振动、碰撞所产生的噪声;②气体动力噪声:因各类风机、管道、燃气轮机和汽轮机中气(汽)流高速流动、扩容,锅炉和各种加热器排气(汽)、漏气(汽)及炉内燃烧所产生的湍流噪声;③电磁噪声:由电动机、励磁机、发电机、变压器、高压输电线路和其他电气(器)设备因磁场交变和电晕放电所产生的噪声;④厂内交通噪声:由厂区内火车、汽车、轮船行驶所产生的噪声;⑤其他噪声:水动力、水冷却、广播及人员活动所产生的噪声。电厂汽机房和锅炉房是强噪声集中区,其中以汽轮机运转层、锅炉排汽、风机运转和球磨机运转噪声最为强烈。强噪声举例如下:125 MW汽机房,低中频,90~95dB(A);300 MW汽机房,低中频,93~96 dB(A);锅炉排汽,高频,111~170 dB(A);高压加热器,高频,100 dB(A);100 kW凝结水泵,中频,104 dB(A);送风机,低中频,85~121 dB(A);球磨机,低中频,87~125 dB(A);碎煤机,中频,95~103 dB(A);冷却塔,中频为主,70~84 dB(A)。

噪声的危害 噪声是人们公认的环境公害,它的危害是多方面的。主要有:①造成听力损失或耳聋:长期暴露在80 dB(A)以上的噪声中,会使听力损伤;在90 dB(A)以上会造成噪声性耳聋。140 dB(A)以上的短暂噪声会引起暴震性耳聋。②引起心血管系统和神经-内分泌系统及其他系统的多种疾病:如神经衰弱和脑电图改变、因消化不良和胃液减少而导致的胃肠疾病、甲状腺亢进、肾上腺皮质功能增强、植物神经紊乱、血压升高和心室缺氧等。③影响人们的正常活动:妨碍睡眠、休息、交谈,使人心情烦躁、注意力分散、工作效率下降,甚至诱发事故。④使仪器设备受到干扰、失效和损坏。⑤使建筑物及设备受损。⑥使动物的听觉、内脏和中枢神经发生病变和受到损伤。

噪声的防治 在新建、扩建和改建工程的工程设计和施工建设中,首先应考虑好噪声的预防措施。如在厂址选择时,根据地理环境和社会经济发展布局与规划,将厂址选在尽量远离市区和人口集中的场所;在厂区规划设计时,考查厂区布置的合理性,根据声音传播的衰减性与指向性,把需要安静的主控制楼、办公楼、生活区尽可能借助地形、植树和声屏障与主厂房隔开,按不同要求建立不同的声学环境区域;在工程设计时,对设备安装地点、系统布置和建筑结构的设计要符合降噪和防噪原则;在设备选型和材料选择时,尽量采用噪声小、防噪性能好或配备了消声装置的设备以及降噪性能好的材料;在施工安装过程中,加强质量管理和验收,消除或降低因振动、摩擦和泄漏可能引起的噪声。

加强设备运行、维修和生产管理是噪声防治的一个重要方面。如改进机组的起、停和运行方式,减小机组及管道的振动、汽水锤击;及时消除设备缺陷和水、汽(气)泄漏,及时维修防噪、消声设施等。

对已产生的超标噪声,可通过下述三种途径加以治理:①噪声源控制:就是控制噪声源的发射功率和辐射区域。方法有两种,一是改进设备和系统某些部件的加工精度和装配质量,以降低设备及系统的噪声水平,二是利用声的吸收、反射和干涉特性,采用各种技术措施屏蔽声源,以减弱噪声的辐射。噪声源控制的降噪量一般在10~30 dB(A)左右。例如,进行动平衡调整、隔振,降噪量为10~25 dB(A);安装隔声罩,降噪量为10~40 dB(A);采用消声器,降噪量为10~45 dB(A)。②噪声传播途径控制:采用屏蔽措施阻挡噪声的传播或采用阻尼措施将传播中的声能转变为热能。例如,在火电厂中,对声源集中、易于封闭的噪声源,如水泵、风机、汽轮发电机组,采用隔振、阻尼和隔声措施,降噪量可达10~40 dB(A);对不易封闭的设备及系统,如锅炉、加热器和水、煤、汽(气)管道,采用包覆隔振阻尼材料或设置隔声结构,降噪量达20~50 dB(A);③个人防护:在不能进行噪声源控制和传播途径控制的场所,可采取佩戴护耳器(如耳塞、耳罩、防声头盔等)或在噪声环境中设置隔声间等办法,减轻接受者所接受的噪声强度或在噪声中暴露的时间,降噪量一般在15~40 dB(A)之间。

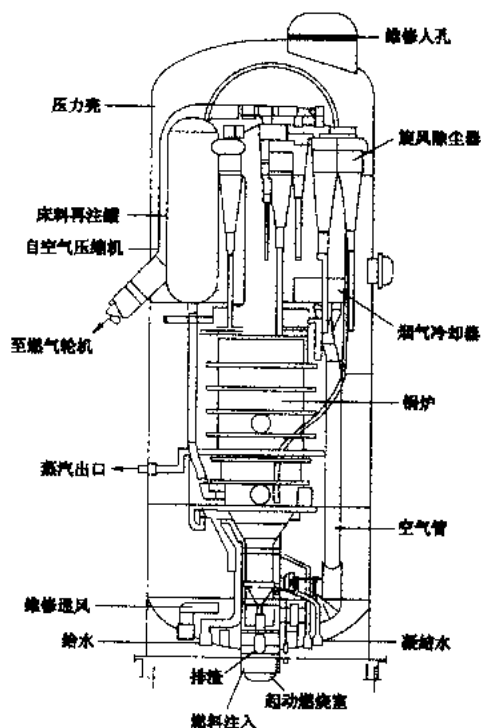
zengya liuhuochuang guo-u

增压流化床锅炉 (pressurized fluidized bed boiler, PFBB) 采用增压流化床燃烧(PFBC)

技术的锅炉,是增压流化床联合循环(PFBC-CC)电站的关键设备。大致可分为两类,一类为增压鼓泡流化床锅炉(PBFBB),采用鼓泡流化床燃烧技术;另一类为增压循环流化床锅炉(PCFBB),采用循环流化床燃烧技术。

增压鼓泡流化床锅炉(PBFBB)分为压力壳和锅炉(燃烧室)两部分,它的结构如简图所示。锅炉燃烧室部分和常压鼓泡流化床锅炉相似。燃烧室分为下部密相区和上部悬浮区两部分,燃烧室底部为布风板,布风板起均匀布风作用,使空气能均匀进入燃烧室的密相区,建立良好的鼓泡流化状态。密相区内料层的流化高度为3.5~4.0 m,入炉煤的粒度分布为0~6 mm,脱硫剂(石灰石或白云石)的粒度分布为0~3 mm。密相区的流化速度一般取0.8~1.2 m/s,反应气体在密相区停留时间为3~5 s。锅炉(燃烧室)全部由膜式水冷壁封闭,它承受着布风板的流动差压和床料层的差压两者的总和,一般为0.04~0.05 MPa,因

此膜式水冷壁的外壁需用刚性梁支撑加强。密相区内布置水平蛇形蒸发受热面埋管和蒸汽过热受热面埋管,两者呈隔列交错布置。埋管受热面吸收的热量占锅炉吸收热量的50%~60%。埋管的最下部几行需考虑防磨措施,譬如采用防磨涂层或加焊防磨鳍片。工作床温控制在850~900℃。煤和石灰石在接近布风板处的底部加入,或者在底部的侧面加入。在布风板的下部为风室。



增压鼓泡流化床锅炉简图

增压鼓泡流化床锅炉(PBFBB)蒸汽循环方式有:直流式、带锅筒的控制循环、控制和自然循环复合的三种形式。

锅炉的压力壳是PBFBB的承压部分,它承受的压力一般为0.6~1.6 MPa。来自轴流式空气压缩机的助燃空气自上而下流过压力壳内腔,然后进入布风板,空气温度为250~300℃之间。启动燃烧室(燃油或天然气)设置在布风板下部的风室区。压力壳上部空间布置第一、二级高温旋风除尘器和调节锅炉负荷用的贮料罐。锅炉负荷主要依靠改变流化床高度来调节。锅炉产生的压力热烟气经高温烟气除尘后进入燃气轮机,排气经省煤器(余热锅炉)回收余热后排向烟囱。

PBFBB对煤种适应性很广,包括全部煤种和油页岩,燃烧效率大于99%,燃用贫煤、无烟煤则需增加飞灰再循环措施。用石灰石除硫,除硫效率可达90%,Ca/S比为2.0左右。烟气中NO_x排放量小于200~

250 mg/m³ (标)。

PBFBB 的研究开发始于 60 年代末,于 90 年代初瑞典、美国、西班牙先后建成三座 PFBCCC 商业示范电站中得到工业应用,规模均在 80 MW。此后又在日本、德国相继建成了同规模的三座电站中得到应用。1999 年在日本北九州 Karita 电站建成 350 MW (锅炉热输入为 800MW) PFBC-CC 商业示范电站中得到应用,并于当年达到满负荷发电。中国于 1998 年 8 月建成发电量为 15MW PFBC-CC 的中间试验电站, PBFBB 锅炉正在调试运行,全部采用本国技术和设备。

增压循环流化床锅炉 (PCFBB) 燃烧室内气固流化基本处于湍流流动状态,工作流速为 3~5 m/s,流化床下部为密相区,它的高度在 2m 左右,密相区内不设置埋管受热面。煤在燃烧室内燃烧后的飞灰,经高温除尘器分离至低速鼓泡流化床热交换器,使飞灰得到冷却,大部分飞灰回到燃烧室燃烧。锅炉的受热面布置在燃烧室和热交换器内,燃烧室由膜式水冷壁构成,热交换器内除水冷壁外还布置埋管。燃烧室和热交换器放置在同一压力壳内,也可以分成两个压力壳。通过改变灰的循环量来达到调节锅炉负荷的目的。

PCFBB 在美国、德国等少数国家正处于中间试验阶段,尚未取得商业应用。

zengya liuhuachuang fanhe xunhuan

增压流化床联合循环 (pressurized fluidized bed combustion combined cycle, PFBC-CC)

采用增压流化床燃烧工艺构成的燃气-蒸汽联合循环发电技术,可分为第一代和第二代 PFBC-CC 两类。

发展简史 PFBC-CC 与增压流化床燃烧技术的发展是紧密联系在一起。增压流化床的概念是由瑞蒙德·何依 (Raymond Hoy) 在 1969 年提出的,当时在利萨赫德 (Leatherhead) 英国煤炭利用研究协会 (British Coal Utilization Research Association) 的实验室建立了第一台增压流化床燃烧试验装置,此后在美国、德国、瑞典、芬兰、波兰、南非、日本等国也建立了实验室规模的装置。自 70 年代中期开始,英国、美国、德国、瑞典先后建立了几套中试装置并进行了中间试验 (工业化试验) 的研究。中国在 1981 年开始实验规模的研究,从 1991 年开始在江苏徐州贾汪电厂建设了一座电功率为 15MW 的 PFBC-CC 中间试验电站,目前正在进行调试工作。

从 90 年代开始,瑞典 ABB Carbon 公司开始推出增压鼓泡流化床联合循环,目前已有五套 P200 型 PFBC-CC 在运行,一套 P800 型 PFBC-CC 电功率 350MW 的机组计划于 1999 年投运。增压循环流化床 (PCFB) 目前尚处于中间试验阶段。以上技术均属于第

一代 PFBC-CC 技术,床层反应温度限制在 850~900℃ 之间,机组净热效率很难超过 42%。

为了提高效率,第二代 PFBC-CC 技术采用煤炭部分气化,将这部分煤气燃烧以提高燃气透平入口温度。但目前第二代技术处于中间试验阶段,尚未得到工业应用。

PFBC-CC 的主要特点 ①PFBC 锅炉可以采用超临界的蒸汽参数以提高蒸汽循环的功率和效率。第二代 PFBC 联合循环则可以在汽轮机循环中采用超临界参数的同时,在燃气轮机循环中采用更高的燃气轮机入口温度,从而达到更高的效率 (45%~47% 或更高)。②由于 PFBC 系统是流化床燃烧,因此它具有最广的燃料适应性。③可以充分利用流化床内燃烧过程中脱硫和控制 NO_x 排放的技术。④设备尺寸小,布置紧凑,整个电厂占地面积小。⑤可用于扩容改造原有老电厂。

第一代 PFBC 联合循环 根据所采用的两种增压流化床燃烧工艺,可分为增压鼓泡流化床 (PBFBC) 联合循环和增压循环流化床 (PCFBC) 联合循环两种。前者已有商用机组在运行,后者目前正向建造示范机组发展。

增压鼓泡流化床联合循环 图 1 为典型的 PBFBC 联合循环的流程示意图。由压气机来的空气,通过布风板进入 PBFBC 燃烧室,使加入的煤流化燃烧 (燃烧温度 850~900℃),燃烧产生的热量,通过安置在流化床的换热埋管和水冷壁,使流经受热面的给水得到加热,产生蒸汽 (根据具体情况,可以从高压到亚临界参数) 驱动汽轮机做功发电。离开燃烧室的高压燃气,经过高温除尘后,进入燃气轮机膨胀做功,驱动压气机,多余的功用来发电。整个燃气蒸汽联合循环发电中,蒸汽循环发电 ~80%, 燃气循环发电 ~20%。

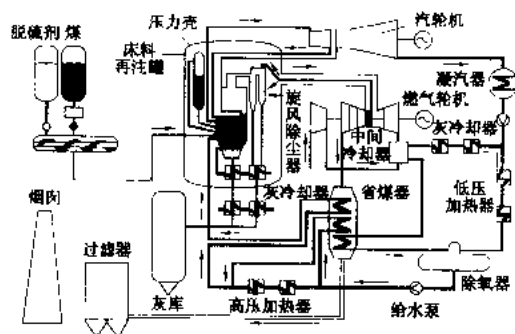


图 1 增压鼓泡流化床联合循环流程示意图

目前已建成并运行的增压流化床联合循环发电机组共有 5 台,其概况参见表 1。正在建造投运中的 PFBC-CC 机组见表 2。这些机组都采用增压鼓泡流化床燃烧工艺。

表 1 已建成的 PFBC CC 机组技术参数

电厂名称	韦尔坦	埃斯卡龙 (Escatron)	迪特 (Tidd)	若松	苦东厚真
类型	2×P200 (热电联供)	1×P200 (凝汽式)	1×P200 (凝汽式)	1×P200 (凝汽式)	(凝汽式)
投运时间	1990.1 1990.4 转入商运	1990.11	1990.11 1995.2 结束示范	1993.9 1997.9 转入商运	1995.5 1998.3 转入商运
输出功率 (MW)	135/224 (热)	79.5 (毛)	70	71	85
燃气发电 (MW)	2×17	16.5	15.4	14.8	11.1
蒸汽发电 (MW)	108	62.5	57.1	56.2	73.9
效率 (%)	89 (LHV)	36.4 (HHV)	35 (HHV)	37.5 (HHV)	41.2 (HHV, 毛)
燃烧压力 (MPa)	1.2	1.2	1.2	1.2	
床高 (m)	3.5	3.5	3.5	3.5	
床内燃烧温度 (°C)	860	860	860	860	870
过剩空气 (%)	20	15	25	25	
流化速度 (m/s)	0.9	0.9	0.9	0.9	
炉机入口温度 (°C)	830	830	830	822	831
主蒸汽压力 (MPa)	13.7	9.0	9.0	10.3	16.57
主蒸汽温度 (°C)	530	513	496	593/593 (再热)	566/538
蒸汽量 (t/h)	410	216	202	147	195
凝汽器压力 (MPa)	0.035/0.065	0.0044	0.0029	0.0051	
环境温度 (°C)	5	15	15	15	
设计煤种	波兰烟煤	黑褐煤	俄亥俄烟煤	进口烟煤	进口烟煤
热值 (MJ/kg)	22.4~29.0 (LHV)	8.5~19.0 (HHV)	23.33~28.5 (HHV)	24.2~29.0 (HHV)	
含硫量 (%)	1.0	6.8	3.4~4.0	0.3~1.2	
灰分 (%)	8~12	23~47	12~20	2~18	
水分 (%)	6~15	14~20	5~15	8~26	
给煤方式	水煤膏	干法	水煤膏	水煤膏	干法
用煤量 (kg/s)	2×8.4	18	7.2	7.9	
脱硫剂	白云石	石灰石	白云石	石灰石	石灰石
加脱硫剂方式	与煤一起湿法	与煤一起干法	干法	与煤一起湿法	干法
脱硫剂用量 (kg/s)	2×0.5	7	2.5	0.5	
灰量 (kg/s)	2×1.6	15	3.5	1.4	
脱硫要求 (设计)	30mg/MJ (年均)	90%	90%	50 mg/MJ	119×10 ⁻⁶
NO _x 排放 (设计)	50mg/MJ (年均)	150 mg/MJ	150 mg/MJ	40 mg/MJ	98×10 ⁻⁶
脱 NO _x 装置	选择性非催化剂还原	—	—	选择性催化剂还原	选择性催化剂还原
粉尘排放 (设计)	5 mg/MJ (年均)	40 mg/MJ	5 mg/MJ	7 mg/MJ	28 mg/m ³ (标)
烟气高温净化	2 级旋风 (7 组)	2 级旋风 (9 组)	2 级旋风 (7 组)	一级旋风 二级陶瓷过滤器	一级旋风 二级陶瓷过滤器
工程性质	扩建	旧厂改造	旧厂改造	旧厂改造	扩建
营运特点	季节供暖	发电	示范	发电	发电
运行小时 (h)	34483 ^①	25000 ^②	10297 ^②	7000 ^③	6292 ^③

①统计至 1997 年为止；②统计至 1994 年底；③统计至 1998 年 3 月为止。

表 2 建造中的 PFBC-CC 机组

电 厂	割田	Corrbus
厂 址	日本九州	德国东部
开 发 商	ABB Carbon, IHI	ABBCarbon, ABBKraftware
机 组	1×P800	1×P200
输出功率	电:350MW	电:74MW;热:220MW
蒸汽发电	275MW	60MW
燃气发电	75MW	14MW
主蒸汽参数	24.6MPa/566℃/566℃	14.2MPa/537℃/537℃
设计煤种	进口烟煤	当地褐煤
煤热值		19.0MJ/kg(LHV)
煤含硫量		0.8%
加煤方式	水煤膏	干法
脱 NO _x 装置	选择性催化还原	
设计排放 指 标	SO ₂ 76×10 ⁻⁶ NO _x 60×10 ⁻⁶ 尘粒 30 mg/m ³ (标)	SO ₂ 115×10 ⁻⁶ NO _x 115×10 ⁻⁶ 尘粒 20 mg/m ³ (标)
工程性质	新建	旧厂改造
计划投运 年份	1999	1998 年下半年

增压循环流化床联合循环 它的实际工作过程和增压鼓泡流化床联合循环是基本一致的, 只是增压流化床的炉型不同而已 (图 2)。

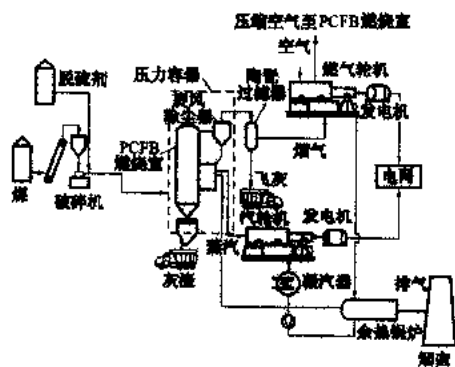


图 2 PCBFC-CC 流程示意图

在美国洁净煤示范计划中已列入 McIntosh 4A PCFB 示范项目, PCFBC-CC 机组建在麦克因托西 (McIntosh) 电厂, 厂址在佛罗里达州勒克兰德 (Lakeland) 市普克 (Polk) 县。机组计划投运时间为 2003 年 7 月。由福斯特·惠勒 (Foster Wheeler) 公司提供 PCFBC 技术, 西门子西屋 (Siemens Westinghouse) 公司提供高温烟气过滤除尘系统及发电技术, 除尘系统采用旋风除尘器加陶瓷管除尘器, 燃气轮机采用西门

子 V64.3 型。机组主要参数和技术指标如下：净发电功率 137 MW，燃用东肯塔基高硫高灰烟煤，锅炉燃烧温度 850~870℃，燃烧压力 1.4 MPa，燃气透平入口温度 843℃，发电净效率 >36%，脱硫率 95%，NO_x 排放 128 mg/MJ，粉尘排放 12.8 mg/MJ。

第二代 PFBC 联合循环 第二代 PFBC-CC 发电技术是在第一代 PFBC-CC 的基础上发展起来的。第一代 PFBC-CC 的最大弱点是流化床内的燃烧温度一般控制在 900°C 以下,这就使得燃气轮机的进口温度不能大于 870°C ,燃气循环效率难以很高,以致整个 PFBC-CC 的发电效率只能在相同蒸汽参数的凝汽式机组的效率基础上提高 3~4 个百分点。第二代 PFBC-CC 的概念最早是由英国煤炭研究机构(Coal Research Establishment, CRE)提出的,也称为前置循环(top-ping cycle) PFBC,其核心思想就是将煤在增压流化床部分气化炉(或碳化炉)中产生燃料气,并将部分气化(气化率可达 50%~70%)后的半焦继续送至增压流化床锅炉(或常压循环流化床锅炉)中燃尽,产生蒸汽。脱硫剂(石灰石或白云石)加入碳化炉后反应生成 CaS ,又在增压流化床锅炉的氧化气氛中反应生成 CaSO_4 。可燃气经高温净化后,与在增压流化床锅炉产生的高温烟气也经高温除尘后混合,至前置燃烧室燃烧后产生高温燃气($1200\sim 1300^{\circ}\text{C}$),进入燃气透平发电。这大大提高了燃气轮机的入口温度,使得第二代 PFBC-CC 的发电效率在第一代 PFBC-CC 的效率基础上还可提高 4~5 个百分点。上述第二代 PFBC-CC 中的部分气化炉和增压流化床锅炉可以是鼓泡流化床形式,也可以是循环流化床形式。

以美国 CCT 示范项目中计划建造的 McIntosh 4B 第二代 PFBC-CC 机组 (参见图 3) 为例, 该机组将在上述 McIntosh 4A PCFB 示范项目基础上, 增加由 Foster Wheeler 公司提供的—个碳化炉, 以及西门子西屋公司提供的高温煤气除尘净化系统和前置燃烧室。煤和石灰石通过锁斗系统, 采用干法送入碳化炉, 煤在 950~980℃ 被部分气化, 生成合成煤气和固态焦, 并采用石灰石在部分气化过程中固硫。在冷却合成煤气至 ~650℃ 后, 在合成煤气中夹带的焦和脱硫剂通过高温煤气分离, 然后送至 PCFB 燃烧室完成碳的燃烧以及脱硫, 产生蒸汽推动汽轮机发电。净化以后的合成煤气在一个前置燃烧室燃烧, 使燃气轮机入口温度提高到 ~1288℃。燃气在燃气透平中膨胀做功驱动压气机和发电机, 排气经余热回收后至烟囱。前置循环使机组出力和效率都得到了提高, 燃气轮机发电 58 MW, 汽轮机发电 207 MW, 厂用电约 25 MW, 净发电 240 MW, 机组净发电效率约 40.6%。设计脱硫率 95%, 粉尘和 NO_x 的排放分别为 8.6 mg/MJ 和

73 mg/MJ。该示范项目资金为 2.2 亿美元,由美国能源部(DOE)和参与方各承担 50%。预计 2005 年 7 月投运。

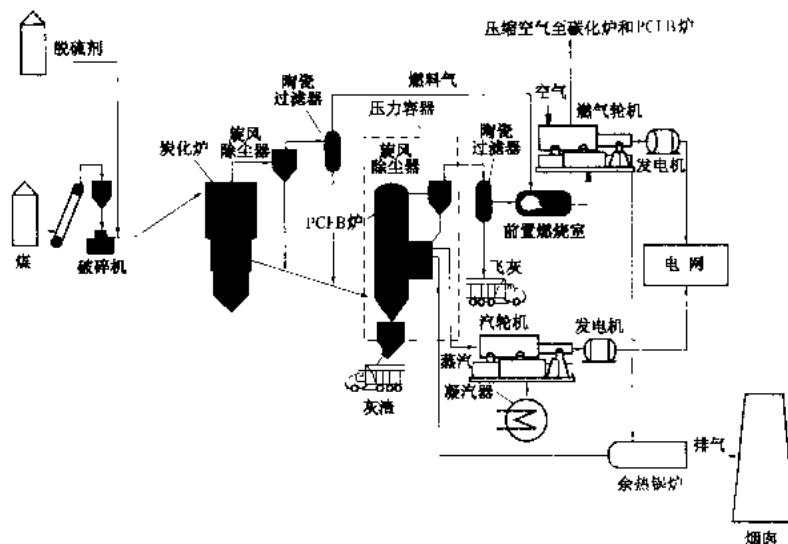


图 3 第二代 PFBC-CC 流程示意图

发展第二代 PFBC-CC 的关键技术为:①以空气为气化剂的增压碳化炉或部分气化炉,开发更先进的气化炉(如输送反应器和脉冲气化炉等);②适用于该系统的高温除尘净化技术,特别是陶瓷过滤器和脱除碱金属的装置;③能够燃烧低热值煤气、低 NO_x 排放的燃气轮机前置燃烧室;④燃气透平防磨蚀和防腐蚀技术

参考书目

- 章名耀等著,增压流化床联合循环发电技术,南京:东南大学出版社,1998 年
曹征彦主编,中国洁净煤技术,北京:中国物质出版社,1998 年

增压流化床燃烧

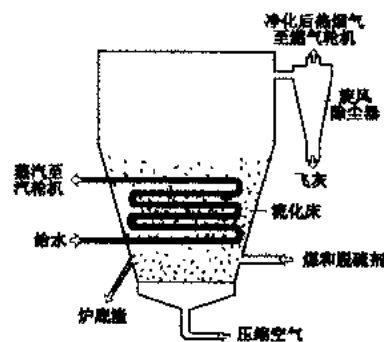
(pressurized fluidized bed combustion, PFBC) 在压力状态(目前为 0.6~1.6 MPa)下工作的流化床燃烧技术。利用此技术的锅炉称为增压流化床锅炉,是组成燃煤增压流化床联合循环(PFBC-CC)发电系统的关键设备。该系统在发电效率得到提高的同时还能使硫和氮的氧化物的排放满足更为严格的环保要求。

类型 根据流化床空床气速不同,可分为增压鼓泡流化床(PBFB)和增压循环流化床(PCFB)两类。前者已在第一代增压流化床联合循环中获得了商业应用,后者目前尚处于中间试验规模阶段。

增压鼓泡流化床燃烧技术 如图所示,压缩空气

通过布风板进入燃烧室,使加入流化床中的燃料(煤,粒径最大为 6 mm)以及脱硫剂(石灰石或白云石,粒径最大为 3 mm)以鼓泡流化床状态运行,其基本特点与常压鼓泡流化床燃烧大体相同。

增压燃烧与常压燃烧的主要区别是:①压力提高后,床层压降的限制减少,流化床的膨胀高度可达 3.5~4 m,且颗粒的临界速度有所下降,因此空床气速可选择比较低,一般取 1 m/s 左右,使反应气体在床内停留时间达到或超过 3 s,为可扬析的细碳粒和煤中挥发分在流化床内获得较充分的燃烧提供了有利条件;加之随压力升高,炭粒燃尽时间显著减少,使燃烧过程强化,燃烧效率可达 99% 以上。②在较低的空床气速下,仍能获得较大的截面热负荷($\sim 15 \text{ MW/m}^2$),较常压锅炉高 2~3 倍。因此,对于同样的热功率,使其结构比常压锅炉要紧凑得多。③随着压力升高,流化气体的密度和导热系数增大,气体对流传热作用增加,在较高压力下,床内流化质量改善,气泡数量



增压鼓泡流化床燃烧原理图

多、尺寸小且分散,使接触表面的颗粒团更新频率加快,从而强化了传热,传热系数一般可达 $300 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$ 以上。④由于床层高而流化速度低,烟气在床内停留时间增加,烟气中 SO_2 有更多的时间与脱硫剂作用,因此固硫效果提高,一般在 Ca/S 摩尔比等于 2 的条件下,可达到 90% 以上的脱硫效率。⑤随压力增高, NO_x 的排放量减少,当过剩空气为 1.2~1.3 时, NO_x 的排放为 200~280 mg/m³ (标)。⑥便于采用床料加排处理系统来控制床层高度,从而达到快速调节负荷的目的。

增压循环流化床燃烧技术 这种流化床的工作流速为 3~5 m/s,呈强湍流流动,下部为浓相区,上部为

稀相区。炉膛的截面热负荷比增压鼓泡流化床燃烧更高($\sim 50 \text{ MW/m}^2$),可使炉膛更加紧凑。从炉膛底部进入的流化空气为60%~70%,而其余的10%~30%作为二次风在浓相区以上的不同位置喷入,以达到分级燃烧的目的,可使 NO_x 的排放降至 70 mg/m^3 以下。调节一、二次风的比例,还可提高负荷调节的能力。从炉膛出来的经过燃烧和固硫反应的煤灰和脱硫剂,在经过高温旋风除尘器分离后,大部分通过返料装置循环回到炉膛。由于飞灰的循环,使燃烧效率和脱硫效率可以更高。在增压循环流化床的浓相区没有埋管,不设置受热面,避免了埋管磨损问题,并且在低负荷时也可维持出口烟温。和鼓泡流化床相比,循环流化床内混合更强烈,因此可减少给料点,机械复杂性有所降低。此外,净物料量、金属总量和耐火材料使用量较少,因此启动和停炉较快。增压循环流化床可采用外置换热床,利用蒸发受热面或过热器受热面以冷却回送飞灰。

历史、现状和发展趋势 英国煤炭利用协会(British Coal Utilization Research Association, BCU RA)首先于20世纪60年代末在Leatherhead建立了世界上第一台PFBC试验装置。此后,美国、德国、瑞典、芬兰、波兰、南非和日本也相继建立了多台实验室规模的试验装置。中国东南大学(原南京工学院)1984年在该校热能工程研究所建立了热功率为1MW的PFBC试验装置。

70年代开始,英、美、德和瑞典等国相继转入中间试验(工业化试验)规模研究开发,为燃煤增压流化床联合循环(PFBC-CC)发电技术走向商业示范做准备。中国东南大学和徐州贾汪发电厂等合作建造的发电功率为15MW的PFBC-CC中试机组于1998年在贾汪发电厂建成,并转入调试运转。上述PFBC装置均属增压鼓泡床(PBFB)燃烧方式。

80年代中期以来,在芬兰、德、美等国又先后建立了增压循环流化床燃烧(PCFBC)中试装置。开发PCFBC技术的主要有Ahlstrom Pyropower、Deutsche Babcock和Foster Wheeler等公司。

采用PBFB和PCFBC技术组成的工艺规模的增压流化床锅炉发展状况见增压流化床锅炉和增压流化床联合循环。

参考书目

章名耀等著,增压流化床联合循环发电技术,南京:东南大学出版社,1998

曹红彦主编,中国洁净煤技术,北京:中国物资出版社,1998年1月

Zhangjiakou Fadianchang

张家口发电厂 (Zhangjiakou Power Plant)

位于张家口市沙岭子镇东北侧,厂区处于牛岭山岗以南,京包铁路以北,东南距宣化城区8 km,西北到张家口市区约14 km,京张公路由西向东穿过厂区,将厂区分成生产区和变电及生活区两部分,设有地下通道连接这两部分。厂区南邻京包铁路,有铁路专用线进厂。

全厂总装机容量为2400 MW,装设八台国产300 MW机组,分二期建设,第一期工程四台,于80年代末开工,1号机组于1991年8月25日,2号机组于1992年5月19日,3号机组于1994年10月16日,4号机组于1995年9月2日投入运行。第二期工程四台,于1997年开工,5号机组于1999年上半年投产,预计于2001年全部投入运行。电厂全景参见彩图插页第5页9图。

电厂水源地位于厂区西南侧洋河河漫滩地,采用地下水作为电厂供水,可用取水量为 $2.3 \text{ m}^3/\text{s}$ 。

灰渣场位于厂区北侧约2 km的营盘地一带,为山区灰场,分期建设,东、西灰场为一期建设,靶场灰场为二期建设。

主机组由四川东方三大动力厂生产,锅炉为自然循环汽包炉,切向燃烧单炉膛;汽轮机为N300-170-537/537型;发电机为QFSN-300-2型水氢氢发电机;汽轮机为纵向顺列布置,除氧煤仓间采用双框架,高低压加热器布置在B~C列内,以两台机组为一单元,于两台锅炉中间设集中控制室。

每台机组采用两台汽动泵加一台电动调速给水泵,容量各为50%;制粉系统采用中速磨煤机直吹式系统;锅炉为钢炉架,采用压型钢板紧身封闭;主厂房为钢筋混凝土结构;每两台锅炉设一座烟囱,高度为240 m。

电厂采用发电机变压器组的单元制主接线方案,设两回500 kV线路,接至北京昌平变电站。多年来,各台机组投产正常,年发电均达6000 h左右,该电厂属路口电厂,离山西煤炭基地大同较近,煤价较低,发电成本也低,经济效益较好。本工程1号300 MW机组系国产四川东方三大动力厂生产的第一台机组,在启动运行开始时,曾出现一些困难,如汽轮机轴瓦振动偏大;主要辅机的中速磨煤机系上海重型机械厂生产的国产第一台RP型磨煤机,也曾经出现过达不到铭牌出力等问题。但这些问题经过制造厂和运行单位的通力合作,经过不长的时间,均已克服解决,所以,3、4号机组,建设周期只用了24个月,而且均达标投产,二期工程的第5号机,工期也只24个月。

一期工程的投资为34亿元,每千瓦投资为2830元;二期工程投资为46.9亿元(1995年静态),每千瓦投资为3900元,在国内属偏低水平。运行实绩:1998

年1~4号机的供电煤耗率为359g/(kW·h),发电煤耗率为341g/(kW·h)。

电厂用地面积为0.39m²/kW。其粉煤灰利用率达30%左右,用于制砖、筑路、做水泥原料等,今后粉煤灰利用率还将进一步提高。

zhangcha jianshiqu

胀差监视器 (differential expansion monitor) 汽轮机监视仪表系统中用于监视汽轮机动静部分相对膨胀的装置。汽轮机的动静部分在启动或运行中,因温度或温升不同,产生不同的膨胀。由于动静部分之间的间隙很小,如二者胀差超过某极限值则会发生碰磨造成汽轮机的严重损坏。故应选择在汽轮机胀差最大的地方,设置测量胀差的涡流线圈式传感器[见轴(承)振动监视器]或其他型式测量胀差的传感器,用于监视该参数的变化。

见汽轮机监视仪表。

zhao ming bian yao qi

照明变压器 (lighting transformer) 专门为提供交流照明电源而设置的变压器。按工程要求可采用集中照明变压器或分散照明变压器。集中照明变压器可以接在中压厂用母线或低压厂用母线(动力中心)上,由具体工程经技术经济比较而定。分散照明变压器宜由就近的低压厂用系统(电动机控制中心)供电,其单台容量一般不大于50kV·A。

集中照明变压器或分散照明变压器采用DY₁₁接线、以减少零序阻抗,有利于改善运行性能。二次侧为三相四线制中性点直接接地系统。照明电压在中国采用220V,在其他国家也有采用110V或120V的。集中照明变压器布置在厂房内时采用干式变压器,当无载调压不能满足照明灯具的电压偏移要求时,可采用有载调压方式。分散照明变压器一般为干式变压器,不设置调压分接头。

集中照明干式变压器的外壳防护等级应和与其相连的低压开关柜相一致。分散照明变压器的外壳防护等级应与周围环境相适应,也可将该变压器布置在电动机控制中心开关柜内。

zhe re ban

遮热板 (radiation shield) 为减少两表面之间的辐射换热而在其中插入的薄板。图(b)中的板A即为遮热板的示例。

根据平板间的辐射换热理论,如表面足够大,两平板表面间的辐射热流率为 $q_{12} = \epsilon_{12}\sigma(T_1^4 - T_2^4)$ 。式中 ϵ_{12} 为系统黑度; σ 为斯忒藩-玻耳兹曼常数; T_1 、 T_2 为换

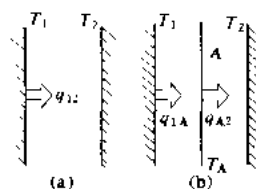
热表面1、2的温度。

两平板间插入遮热板后,如板很薄,可认为板两侧温度相同,均等于 T_A ,则当热平衡时有

$$q_{1A} = \epsilon_{1A}\sigma(T_1^4 - T_A^4), q_{A2} = \epsilon_{A2}\sigma(T_A^4 - T_2^4),$$

$$q_{1A} = q_{A2} = q_{1A2}$$

如遮热板材料与原换热平板材料相同,则 $\epsilon_{12} = \epsilon_{1A} = \epsilon_{A2} = \epsilon$ 。联解上述方程组后



遮热板工作示意

可得: $q_{1A2} = \frac{1}{2}q_{12}$ 。表明插入一块遮热板可减少换热量一半。可证明当遮热板的数目为 n 时,热流率将减少到原来的 $1/(n+1)$ 。如果采用黑度

较小的材料,例如磨光的金属薄板,遮热效果还可进一步提高。不难核算,在黑度为0.8的两个表面之间插入一块黑度为0.05的遮热板,可使辐射热流减少到只有原来的1/27。

遮热板本身并不带走任何热量,只是在热流通路中增添了热阻,就使它具有良好的隔热作用。因此,遮热板作为热防护、隔热和保温节能技术被广泛地应用于防止高温辐射,如发动机燃烧室与后轴机匣之间的隔热装置,高温热电偶外罩,低温储罐的保温以及高温车间的热辐射防护设备等。

zhen shi qi ti

真实气体 (real gas) 也称实际气体。严格讲,热机所用的各种气态工质都是实际气体,不完全符合 $pV = RT$ 的关系,只是有些气体在一定条件下可按理想气体作近似处理,以简化问题,但对一些性质偏离理想气体较远的气体,如水蒸气,仍必须按实际气体对待。

为了描述实际气体的行为,必须对 $pV = RT$ 关系予以改进,最简便的作法是引用压缩因子 Z 。 $Z = pV/RT$,它是压力和温度的函数。当压力趋于零时,则 Z 趋于1,即实际气体的性质趋于与理想气体相同。

除应用压缩因子概念来改进理想气体定律以适合描述实际气体行为以外,通常还应用其他比较复杂的状态方程。

范德瓦耳斯状态方程 荷兰物理学家J.D. 范德瓦耳斯(Johannes Diederik van der Waals)于1873年提出,其形式为

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right)(v-b) = RT$$

式中 p 、 v 、 T 和 R 分别代表气体的压力、比体积、温度和气体常数。与理想气体状态方程比较, $\frac{a}{v^2}$ 是由于

分子间作用力的影响对气体压力的修正; b 是由于分子本身占有体积的影响而对体积的修正。范德瓦耳斯方程仍只是一个近似的实际气体状态方程。其中常数 a 、 b 可以应用临界参数 p_c 、 v_c 、 T_c 予以确定, 即 $p_c = \frac{a}{27b^2}$, $v_c = 3b$, $T_c = \frac{8a}{27Rb}$, 或 $a = \frac{27}{64} \cdot \frac{R^2 T_c^2}{p_c}$, $b = \frac{1}{8} \cdot \frac{RT_c}{p_c}$ 。

维里状态方程 其形式为

$$\frac{pv}{RT} = A_0 + A_1 p + A_2 p^2 + A_3 p^3 + \dots$$

或 $\frac{pv}{RT} = B_0 + B_1/v + B_2/v^2 + B_3/v^3 + \dots$

式中 A_0 、 A_1 、 A_2 、 \dots 和 B_0 、 B_1 、 B_2 、 \dots 称为维里系数, 都只是温度的函数。维里方程的有利之处, 是维里系数可以由 p 、 v 、 T 数据予以确定。

对比性质和对应态原理 实际气体的压力、比体积和温度与对应的临界参数之比值, 称为对比性质或对比参数, 表示为 $p_r = \frac{p}{p_c}$, $v_r = \frac{v}{v_c}$, $T_r = \frac{T}{T_c}$ 。

如果任意两种气体具有相同的对比压力和对比温度, 那么, 它们就有相同的对比体积, 即对所有气体, 它们具有相同的函数关系 $v_r = f(p_r, T_r)$, 这就是对应态原理。应该说, 上述关系是原始的对应态原理的数学表达式, 这只是个近似的方程, 它有一定局限性。

通用压缩因子图 任何气体的压缩因子只是两个状态参数之函数, 根据原始的对应态原理, 通常表示为 p_r 、 T_r 的函数, 即 $Z = f(p_r, T_r)$, 这就是通用压缩因子图的基础。

通用压缩因子图是以 Z 对 p_r 按不同的 T_r 值来描绘的。根据一种或多种气体的已知数据绘制成图, 可以应用于任何气体。通用压缩因子图已在工程上获得比较广泛的应用。

zhengjiufa

蒸馏法 (evaporation) 用苦咸水或海水作为水源, 利用电厂的低压蒸汽为热源, 蒸馏制取锅炉补给水和电厂其他用水的方法。通常被称为热电造水, 亦称双目的造水。

蒸馏法是淡化技术中最早采用的方法, 也是应用最广、装置规模最大的淡化方法。目前热电造水技术主要有多级闪蒸 (MSF)、低温多效 (LT-MED) 等。

多级闪蒸法 (multi-stage flash evaporation, MSF)

工作原理及分类 海水 (或苦咸水) 加热到一定温度后, 引入压力低于加热后海水温度所对应的饱和蒸汽压力的容器 (闪蒸室) 内, 由于海水突然处于过热状

态, 瞬时发生急速汽化 (闪蒸)。产生的蒸汽到达凝结区, 将凝结热传给冷液体而冷却, 收集到的冷凝液即为所需的淡水。留下的海水浓缩并且温度下降。闪蒸室、分离器、冷凝器、淡水槽等构成闪蒸发器。多级闪蒸就是在多个有序排列的容器内进行上述过程。

图 1 为单级闪蒸发器的原理和温度曲线。在单级闪蒸发器中, 因为 T_1 不可能高于排污盐水的温度 T_2 , 所以加热盐水的热量不能很好回收。

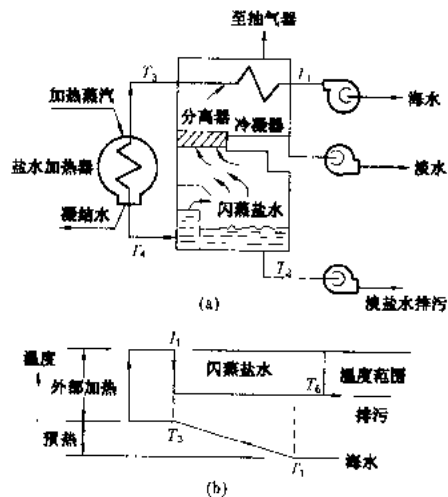


图 1 单级闪蒸发器原理和温度曲线

(a) 单级闪蒸发器原理; (b) 温度曲线

多级闪蒸发器是由单级闪蒸发器串联而成的, 级数可多达 30~40 级。图 2 为二级闪蒸发器的原理和温度曲线, 与单级闪蒸不同, 排污盐水的温度 T_6 降低, 所以热量利用率较高。级数越多, 排污盐水的温度越低, 热量利用率越高。

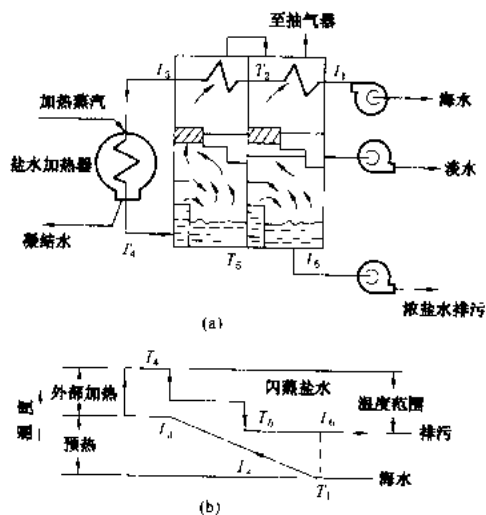


图 2 二级闪蒸发器原理和温度曲线

(a) 二级闪蒸发器原理; (b) 温度曲线

多级闪蒸发器分为贯流式和盐水循环式。贯流式多级闪蒸是将低温浓缩盐水全部排掉；盐水循环式多级闪蒸是将大部分低温浓缩盐水打回冷凝器与原料海水混合，作为循环盐水进入热回收段回收热量。

多级闪蒸装置的结构形式主要有：①横管式（短管式）。冷凝器管束和闪蒸盐水水流方向垂直。②长管式。冷凝器管束和闪蒸盐水水流方向相同，每根冷凝管要穿过若干级。③竖管式：和横管式相同，只是冷凝器管束为垂直安装。

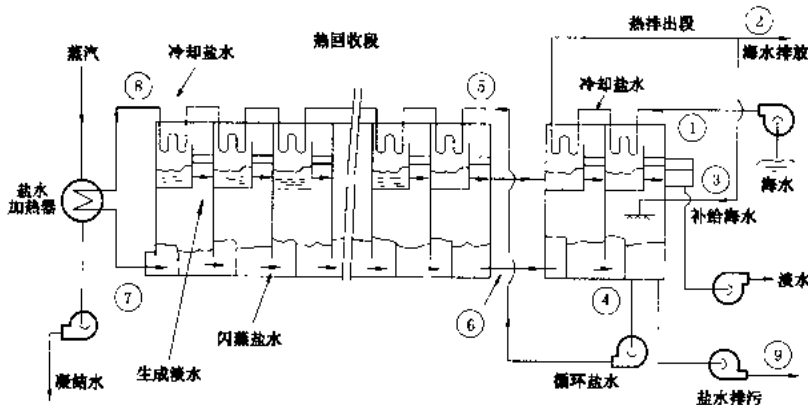


图3 盐水再循环式多级闪蒸法系统图

多级闪蒸发器具有热能利用率高、造水比高（现代大容量装置其值可达10~14）、产水量大、淡水品质高、适用范围广等优点；由于蒸发和加热过程分开，结垢问题大为改善。尤其是它的热源是电厂的低压蒸汽，对补给水无需进行较高要求的预处理，起停方便，所以在发电和制水相结合的“双目的”厂，采用多级闪蒸制取淡水，有较好的经济效益。

图3和图4是盐水循环式多级闪蒸装置的系统和温度曲线图，由于排污盐水的温度可远远小于盐水预热温度，所以热效率大大提高。

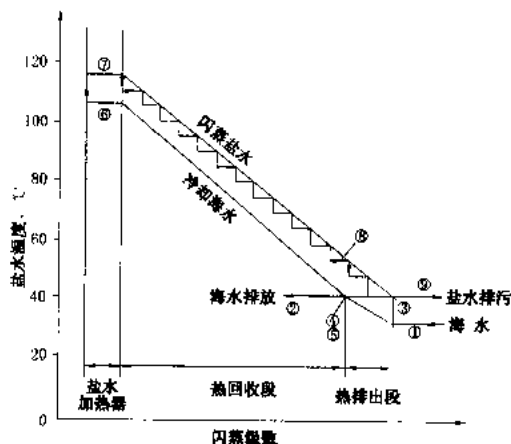


图4 多级闪蒸法温度曲线

盐水循环式多级闪蒸装置

（1）系统 大港电厂二期工程从美国引进了2套单机容量为3000 t/d的长管式盐水循环式多级闪蒸发器，其产水供2×325 MW机组的锅炉补给水和电厂其他用水，该装置已良好运行10多年。图5是大港电厂3000 t/d海水淡化装置的系统图。

海水由供给水泵打入闪蒸装置热排出口的最后一级，经热交换管束后，一部分排入大海，一部分作为补给水。补给海水经加酸除碳和除气处理后送入最后一级闪蒸室，和没有蒸发的盐水混合，由盐水循环泵送入热回收段最后一级热交换管束，然后进入盐水加热器，盐水加热器出口最高温度（即顶值温度）为110℃。和盐水预热的流向相反，加热后的盐水依次进入闪蒸室进行闪蒸。每级产生的蒸汽冷凝并流到最后一级，由淡水水泵抽出。未蒸发的盐水逐级下降并浓缩，浓缩盐水流到最后一级闪蒸室时，一部分浓盐水由浓盐水泵排出系统。

（2）主要技术性能数据 见

表1。

表1 盐水循环式多级闪蒸装置主要技术性能数据

序号	性能参数指标	性能参数数据
1	形式	长管式
2	台数×容量 (m ³ /d)	2×3000
3	级数	热排出口段 36
		热回收段 3
4	防垢（碳酸盐垢）方法	加HCl
5	造水比	1:10
6	热耗 (kJ/kg)	235.2
7	电耗 (kW/m ³)	4.4
8	设计海水温度 (℃)	30
9	设计海水浓度 (×10 ⁻⁶)	38000~42000
10	出水纯度 (×10 ⁻⁶)	<3
11	顶值温度 (℃)	110
12	浓盐水的浓缩倍率	1.73

（3）主要设备及子系统 主要有：①盐水加热器：盐水加热器为管式热交换器，每套闪蒸装置设置1台。②蒸发器本体：由4个容器组成，共39级。热回收段3个容器，每个容器内有12个闪蒸级；热排出口1个容器，容器内分3个闪蒸级。每一闪蒸级由下部的闪蒸室、上部的冷凝区、中间的淡水托盘和分离器组成。③真空系统：用以除去通过给水和泄漏进入系统的不凝

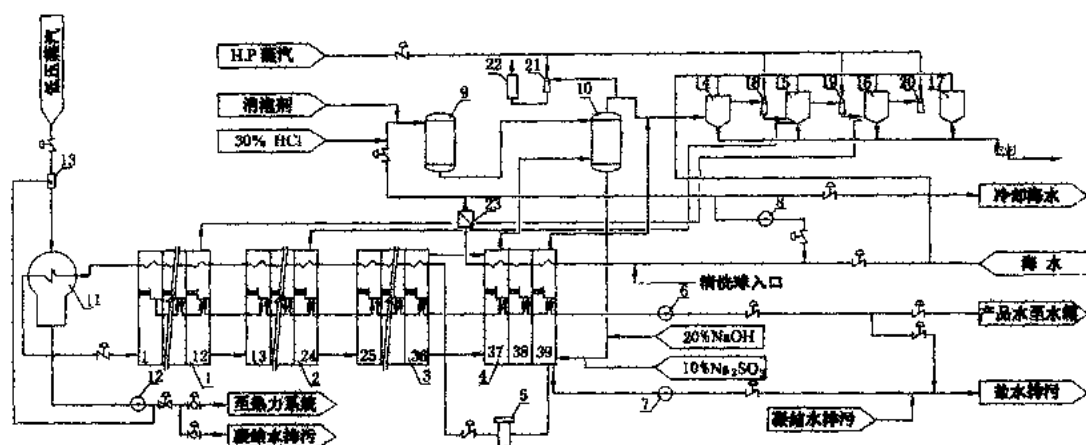


图5 大港电厂3000t/d海水淡化装置系统

1—热回收段1"容器；2—热回收段2"容器；3—热回收段3"容器；4—热排出段容器；5—盐水循环泵；6—淡水泵；7—盐水排污泵；8—海水升温泵；9—除气器；10—除碳器；11—盐水加热器；12—盐水加热器凝结水泵；13—减温器；14—前置冷凝器；15—一级冷凝器；16—二级冷凝器；17—后置冷凝器；18—一级喷射器；19—二级喷射器；20—三级喷射器；21—启动喷射器；22—消音器；23—球滤网

气体,并在运行工况下能维持适当的真空。靠几级高压蒸汽喷射器实现。④防垢系统:控制盐水的顶值温度和浓缩倍率可防止结硫酸盐垢;而对于碳酸盐垢,则可采用加酸控制pH值和加高温添加剂。⑤补给海水除气系统:每台闪蒸装置设有1台真空除气器。⑥消泡剂、亚硫酸钠和苛性钠系统:在海水温度较高或雨后海水补给蒸发器时,在蒸发器闪蒸室的盐水表面易产生泡沫而影响水质,因此在补给海水中应加入消泡剂,防止和减少泡沫的产生。

补给海水中加入亚硫酸钠和苛性钠分别是为除去水中的残留氧和中和酸过量的事故状态。

(4) 蒸发器主要部件的材质 见表2。

表2 蒸发器主要部件的材质

序 号	部 件 名 称			材 质
1	外 壳			碳钢衬 316L 不锈钢
2	管 材	热回收段	高温	Cu-Ni 70/30
			低温	Cu-Ni 90/30
		热排出段		Cu-Ni 70/30
3	管 板			Cu-Ni 90/10
4	水 箱			钢板衬 316L 不锈钢
5	分 离 器			316L 不锈钢
6	盐水加热器	外 壳	碳 钢	
		管 材	Cu-Ni 70/30	
		管 板	Cu Ni 90/10	
		水 箱	Cu-Ni 90/10	

低温多效法 (low temperature multi-effect desalination, LT-MED) 20世纪70年代初期出现了低温横管喷淋技术,1981年前后,已正式应用于工业性的海水淡化装置,图6为低温多效蒸馏法原理流程。

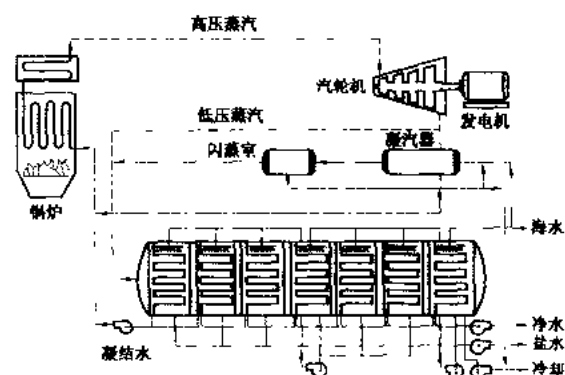


图6 低温多效蒸馏法流程

多级闪蒸 (MSF) 装置通过加热浓缩海水,并将其逐级闪蒸而达到造水的目的,因而浓缩海水循环水泵消耗的动力较大。而LT-MED在横管喷淋循环海水仅需布满传热管表面即可,因此水泵动力消耗大幅度下降,生产1t淡水的动力设备耗电仅为1.5 kW·h,所得的淡水的总含盐量小于5 mg/L。

LT-MED装置加热蒸汽的温度为72℃左右,远低于MSF装置的110℃,所以结垢倾向更小。同时由于操作温度低,海水对传热管及设备本体的腐蚀状况大为改善。LT-MED装置本体可采用碳钢涂环氧树脂漆,传热管可采用特制的铝合金,而不需要用铜合金、316不锈钢及钛材。横管喷淋过程中,由于在传热

管两侧产生相变,传热效率高于MSF。而且铝合金的价格低于铜镍合金,可采用增大传热管的有效面积降低传热温差,获得与MSF装置相同的造水比,而设备的造价仍低于MSF装置。因此,LT-MED装置具有较强的竞争力。

低温多效(LT-MED)和多级闪蒸(MSF)的比较
(见表3)。

表3 低温多效与多级闪蒸的比较

序号	比较项目	LT-MED装置	MSF装置
1	出水纯度 ($\times 10^{-4}$)	<5	<5
2	浓盐水的浓缩倍率	1.8~2.0	1.8~2.0
3	动力设备耗电 (kW/m ³)	1.5	4.5
4	装置总耗电 (kW·h/m ³)	5.0	8.0
5	结垢倾向	更小	小
6	腐蚀倾向	较小	较大
7	海水脱气系统	不需要	需要
8	阻垢剂加入量	加少量阻垢剂	需加HCl或高温添加剂
9	设备本体材质	碳钢涂环氧树脂漆	碳钢衬316L不锈钢
10	传热管材质	特制铝合金	铜镍合金、316不锈钢及钛材
11	相同产水量设备的造价	较低(100%)	较高(120%)

2. 蒸汽参数

蒸汽参数 (steam parameters; steam conditions)

近代蒸汽动力发电厂均以水蒸气兰金循环为理论基础,因此蒸汽参数一般指循环的初始压力和初始温度,即汽轮机进口的蒸汽压力和温度。蒸汽参数关系到电厂的热经济性、安全可靠程度和总造价,它的确定还要涉及到一系列因素,因此为一定容量机组选定蒸汽参数是一个比较复杂的问题,需要经过全面技术经济分析和综合平衡才能最终确定。

参数配合 在影响循环热效率的诸因素中,蒸汽膨胀终了的状态参数(即背压)受冷却介质温度的限制,因此提高循环效率主要依靠提高蒸汽的初压力和

初温度。在初压力一定的条件下提高初温度,循环热效率总是提高的,但提高初温要受所能提供的金属材料性能的限制。在初温一定的条件下提高初压,在目前用到的压力范围内循环热效率也总是提高的,但随着初压的提高蒸汽膨胀终了的湿度也增大,为了防止叶片损伤,汽轮机的排汽湿度也有一定的技术条件限制,这就是说初压的提高也要受到限制。为了克服提高初压所受的限制,现代大型火电机组均采用蒸汽中间再热(见再热循环)。有的还采用了二次再热。这种根据外部条件,例如金属性能,选定一个参数,再考虑技术经济因素选定另一参数与之对应,称为参数的配合。显然,中间再热的压力和再热温度也属于参数的配合范畴。从水蒸气焓熵图(或温熵图)不难了解,参数配合是由水蒸气和蒸汽动力循环的性质决定的。

影响蒸汽参数选定的因素 电厂的热经济性不仅与循环热效率有关,还与生产过程各设备的效率相关,其中汽轮机的效率又与蒸汽参数有较大关联。蒸汽参数高,特别是初压力高,入口蒸汽容积流量减小,汽轮机高压部分进汽的流动和泄漏损失增大,使汽轮机效率下降,特别是当汽轮机功率小蒸汽容积流量偏小时,效率下降愈甚,甚至超过因采用较高蒸汽参数带来的循环热效率提高的效益。所以较高的蒸汽参数总是与较大的机组功率联系在一起的,即促使蒸汽参数提高的诸因素中,机组容量的影响是最重要的因素之一。一般讲,机组容量配合适当的提高蒸汽参数对电厂热经济性的影响为:中参数(3.5 MPa、435℃)提高至高参数(9 MPa、535℃)可节约燃料12%~15%;进一步提高至超高参数并采用中间再热(13.5 MPa、535/535℃),可再节约燃料约8%;再提高至超临界参数并采用一次中间再热(约24 MPa、550/550℃),可再节约燃料约8%。由24 MPa、565/565℃提高到30 MPa、600/600℃,相对效率提高约4.5%。改为二次再热,即600/600+600℃时,还可提高2%。

提高蒸汽参数不仅要考虑热经济性的提高,还应考虑其综合的技术经济效益,这里面很重要的一项是应考虑到投资额。投资要以年费用方式计入电能成本,提高蒸汽参数多追加的投资应能使电能成本降低,否则在经济上就是不合算的。一般说,一个国家或地区冶金技术水平愈高,钢材(特别是耐热高合金钢)价格相对愈低,燃料价格愈高,愈趋向于采用更高的蒸汽参数,这也就是在一些工业发达国家领先采用超临界参数乃至超超临界参数(USC)的理由。所谓超超临界参数,各国并无一定的界限划分。已往认为应在30 MPa以上,但近来日本将25 MPa、600℃机组也划入USC的范围。为与常规超临界24 MPa相区分,我们暂将>27 MPa的机组划入USC。影响蒸汽参数提高的另一

重要因素是机组可用率,它主要决定于机组的设计和制造质量,以及新型金属材料的成熟程度、机组的运行技术和管理水平。一般讲,采用更高参数和更大容量的机组需要一定的技术成熟期,在一定期限内其可用率可能相对较低,这些在考虑技术经济效益时也必须予以考虑。从环境保护角度看,机组效率越高,排出的温室气体 CO₂ 越少,因此提高参数对环境保护是有利的。

蒸汽参数系列 综合多项技术经济因素确定的汽轮机组各容量等级优先采用的蒸汽初始压力和初始温度的等级标准,它是火力发电设备标准化、系列化的重要组成部分。

蒸汽参数的选定涉及因素很多,这些因素也因时因地而异,所以必须通过全面的技术经济论证才能确定。对于不同国家,甚至不同生产厂家,由于具体条件不同(其中包括经验积累和习惯等),所采用的蒸汽参数系列也会有差异,下面给出国际电工委员会(IEC)推荐的蒸汽参数(表1)和中国火电厂采用的蒸汽参数系列(表2)作为示例。

表1 IEC 推荐的汽轮机蒸汽参数

主蒸汽压力 (kPa)	3200	4100	6200	8000	10300	12400	16200	18000	24100
主蒸汽温度 (°C)	435	435	485	510 或 538	538 或 565				
再热蒸汽温度 (°C)	—	—	—	—	538 或 565				

表2 中国火电厂蒸汽参数系列

设备参数 等级	锅炉出口		汽轮机进汽		机组额定功率 (MW)
	压力 [MPa]	温度 (°C)	压力 [MPa]	温度 (°C)	
次中参数	2.55	400	2.35	390	0.75, 1.5, 3
中参数	3.92	450	3.43	435	6, 12, 25
高参数	9.9	540	8.83	535	50, 100
超高参数	13.83	540/540	12.75	535/535	200
		540/540	13.24	535/535	125
亚临界参数	16.77	540/540	16.18	535/535	300
	18.27*	540/540	16.67	537/537	300, 600

*系锅炉带最大连续出力(MCR)超压5%的压力值。

从20世纪90年代开始,日本、丹麦、德国等国家,已先后建成功率为400~1000MW,参数为24.5MPa, 600/600°C和28.5MPa, 580/580/580°C的机组。日本正在研制30MPa, 630/650°C机组,丹麦正在研究“2010年先进的燃煤电厂”,计划将参数提高到37.5MPa, 700/720/720°C。(见蒸汽动力发电厂)

zhengqi dongli fadianchang

蒸汽动力发电厂 (steam power plant)

现时均指用汽轮机驱动发电机的火力发电厂,也称汽轮机发电厂。应用汽轮机发电是当前火力发电中最主要的一种电能生产方式,其中仅向用户提供电能的为凝汽式电厂,供电的同时还以汽轮机抽汽(或排汽)向外界供热的则为热电厂。前者装有蒸汽深度膨胀并在凝汽器中被冷却水冷却和凝结的凝汽式汽轮机,而后者则装有可从汽轮机中部抽出(或尾部排出)做过部分功的蒸汽来供热的供热式汽轮机。后一生产方式也称热电联产。

汽轮机发电厂出现在19世纪末期,当时比往复式机械运转性能更好的汽轮机开始取代蒸汽机和内燃机用来驱动发电机。此后汽轮机发电厂逐渐发展为火电厂的最主要的一种型式。用于驱动发电机的汽轮机,初期功率一般不大,随着制造技术的进步增长很快,目前单机最大功率达1200 MW(单轴)和1300 MW(双轴)。

通常汽轮机与发电机直接连接,构成汽轮发电机

组,其特点是紧凑、可靠、运转平稳和高效率。汽轮机所需的蒸汽由锅炉生产。高参数蒸汽增大了单位质量蒸汽的做功能力,可减少汽耗、热耗和燃料消耗,所以大型蒸汽动力装置的蒸汽参数均比较高,一般采用亚临界压力17 MPa或超临界压力25 MPa,温度为540~570°C。进入20世纪90年代,由于高温金属材料的成熟,蒸汽压力和温度得到进一步的提高。

在提高火电厂蒸汽参数方面,日本走在世界前列。1989年和1990年在川越火力发电厂投产了两台700 MW机组,其参数为31 MPa, 566/566/566°C,二次再热,燃用LNG,机组净效率达42%(HHV),投产后机组能稳定运行。从1993年以后,日本新投产和订货的大型机组,虽仍采用一次再热循环,但其蒸汽温度已提高到566/593°C和593/593°C,说明这两种参数机组在日本已经成熟。其情况如

表1所示。

在西欧,新投产及建设中的电厂,蒸汽参数也在不断提高。据不完全统计,其情况如表2所示。采用高参数超临界火电机组,具有很大的经济意义和环境保护效益,将是21世纪火力发电厂主要发展方向之一。

表1 1993年后日本新投产和在建汽轮发电机组提高蒸汽参数的情况

电 厂	机组容量, MW	蒸汽参数	燃料	投产年份
碧南(Hekinan)3号	700×1	24MPa, 538/593℃	煤	1993
能代(Noshiro)2号	600×1	24MPa, 566/593℃	煤	1994
七尾大田(Nanao Ohta)1号	500×1	24MPa, 566/593℃	煤	1995
七尾大田(Nanao Ohta)2号	700×1	24MPa, 593/593℃	煤	1998
松浦(Matsuura)2号	1000×1	24MPa, 593/593℃	煤	1997
原町(Haramachi)1号	1000×1	24.5MPa, 566/593℃	煤	1997
原町(Haramachi)2号	1000×1	24.5MPa, 600/600℃	煤	1998
三隅(Misumi)1号	1000×1	24.5MPa, 600/600℃	煤	1998
橘湾(Tachibanawan)2号	700×1	24MPa, 566/593℃	煤	2000~2001
橘湾(Tachibanawan)1、3号	1050×2	25MPa, 600/610℃	煤	2000
苓北(Reihoku)2号	700×1	24MPa, 593/593℃	煤	2003
敦贺(Tsuruga)2号	700×1	24MPa, 593/593℃	煤	2000
矶子(Isogo)1号	600×1	30MPa, 600/610℃	煤	2001

表2 西欧国家新投产和在建汽轮发电机组提高蒸汽参数的情况

国别	电 厂	机组容量, MW	蒸汽参数	燃料	投产年份
丹麦	斯卡贝克(Skaerbaek)	412	28.5MPa, 580/580/580℃	天然气/油	1997
丹麦	诺加兰(Nordjyllands)3号	412	28.5MPa, 580/580/580℃	煤	1998
丹麦	阿维多(Avedore)2号	375	30MPa, 580/600℃	气/油	2001
荷兰	海姆维(Hernweg)9号	680×1	27.8MPa, 580/580℃	煤/气	1998
芬兰	梅鲁波里(Meru Pori)	680×1	27.8MPa, 580/580℃		
德国	博茨堡(Boxberg)	900×1	26.8MPa, 545/580℃	褐煤	1999
德国	利本道夫(Lippendorf)	930×2	26MPa, 550/580℃	褐煤	1999, 2000
德国	尼德奥森(Niederaussen)K机	978×1	26MPa, 580/600℃	褐煤	2002
德国	纽瑞特(Neurath)	1012×1	27.4MPa, 580/600℃	褐煤	2006

生产过程和设备 汽轮机发电厂以水蒸气兰金循环为理论基础。蒸汽压力由给水泵向锅炉供给一定数量的高压给水和锅炉保持一定量的燃烧来保证, 蒸汽温度则通过在锅炉过热器中过热来达到。在大型机组中多采用蒸汽中间再热, 即从汽轮机中间引出蒸汽送入锅炉再热器中再次加热, 然后送入汽轮机中低压缸继续做功。汽轮机排汽(背压式汽轮机除外)在凝汽器中被冷却水冷凝成凝结水, 此凝结水作为锅炉给水经汽轮机回热抽汽分级加热后送入锅炉省煤器。给水回热加热的级数不尽相同, 对大型机组可达7~9级, 通常加热级之一用于消除溶于水中的氧、二氧化碳等气体, 采用混合式加热器, 称除氧器。其余加热级一般均用表面式加热器, 根据水侧压力有高压加热器、中压

加热器和低压加热器之分。给水的回热加热系统可显著提高装置的循环热效率(见回热循环)。

燃用固体燃料的锅炉, 辅助设备有燃料制备设备、除灰渣设备和送引风设备等。送风机供给燃料燃烧必需的空气, 一般通过空气预热器预热后送入锅炉炉膛; 燃料燃烧产物则经除尘器除尘后由引风机吸出, 通过烟囱排入大气。燃料制备根据锅炉燃烧方式的不同有很大差异, 对常见的煤粉燃烧炉则为煤粉制备系统, 主要设备有磨煤机、排粉风机等。煤粉制备系统有中间储仓式和直吹式之分, 后者根据排粉风机在系统中的位置又有正压和负压之分。直吹式系统磨制的煤粉直接送入炉膛燃烧, 储仓式系统磨制的煤粉先送入煤粉仓, 锅炉燃用的燃料由煤粉仓经给粉机供

给。锅炉排出的灰和渣经由排灰渣设备通过除灰渣系统送至厂外灰渣场。

汽轮机发电厂通常具有的辅助生产设施有供水、燃料储运和除灰渣等三大系统。

供水系统 主要任务是保证汽轮机排汽凝结和其他机械、电气设备运转所必需的冷却用水。供水水源多为江河、湖泊、水库、海洋等, 也可用地下水。当水源水量可满足需要时, 可采用直流冷却水系统, 即冷却水经由循环水泵一次流过凝汽器后排掉, 不再复用; 此时凝汽式电厂一般每1GW装机容量的需水量约为35~45 m³/s。当水源水量不足时, 一般采用循环冷却水系统, 以冷却塔或冷却池作为冷却设备, 在冷却设备中得到冷却的冷却水, 由循环水泵再送回凝汽器循环使用。

此时只需从水源补充冷却水在蒸发冷却过程中的水量损失和排污损失等。每1GW装机容量所需补充水量约为 $0.6 \sim 1 \text{ m}^3/\text{s}$ 。在少水或缺水地区,可以采用以空气作为冷却介质的干式冷却系统,此时每1GW装机容量所需补充水量可降到 $0.1 \sim 0.2 \text{ m}^3/\text{s}$ 。

燃料储运系统 主要包括卸煤装置、带式输送机、具有必要转运机械和设备的储煤场、碎煤机及有关建、构筑物。经铁路或水路运抵发电厂的煤经卸煤装置卸载后,由皮带输煤机经碎煤机初步破碎后直接送入锅炉间原煤斗,供锅炉燃用,也可送至储煤场储存,待需要时再转运至正常供煤通道送入原煤斗。燃油发电厂的燃料储运设施较简单,主要是燃料油库、油泵房、加热设施和油管道等。燃气发电厂的气体燃料,一般采用压力管道输送,在厂内设调压站,经过滤、调压后接入锅炉进气管网,厂内不设储存设施。

除灰渣系统 以水力清除的为水力除灰,以机械方式清除的为机械除灰;灰与渣分别用水力或机械输送的称灰渣分除,灰与渣混合在一起用水力或机械输送的则称为灰渣混除。水力除灰系统一般由排渣、碎渣、冲灰渣沟道、灰渣泵等设备及输灰管道组成;机械除灰主要由皮带及运输设备组成。干式除尘器收集的干灰,也可以空气为介质通过管道集中至灰仓,称气力除灰;再以水力或机械方式外运。气力除灰可以提供干灰,可满足综合利用部门用干灰的要求。

汽轮机发电厂生产流程可参见彩图插页第10页22图。

基本要求 对汽轮机发电厂,主要的要求是:足够的可靠性,合理的经济性,运行调度上的机动性,以及满足环境保护要求。

可靠性 主要体现在在设计条件下和设备寿命期限内能向用户提供数量和质量都符合需求的电能(和热能)的能力上。这种能力可用对用户产生不利影响的事件发生的频率、事件持续时间以及对用户影响的程度来衡量。汽轮机发电厂动力机组和设备的可靠性,部分地取决于所要求的水工况、蒸汽、凝结水和电厂汽水系统中水的洁净度,以及对金属,特别是高温金属部件的监督管理水平。通常要求一年时间里机组处于运行状态和备用状态持续时间之和的相对值(可用系数)能达到85%以上。

经济性 用每生产 $1 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 电能的综合费用(即发电成本)来衡量,费用中包括燃料费、原材料费、工资、投资回收,利润收益等。其他衡量经济性的指标还有单位容量造价、单位容量人员数、机组毛热耗率、供电煤耗、厂用电率等。

机动性 主要指能快速改变电厂机组功率(包括机组起、停)以适应外界负荷变化的能力。近代电力系

统要求动力机组除能带最大的基本负荷运行外,能有较低的稳定运行的负荷。有时要求能满足两班制运行。

环保要求 汽轮机发电厂对环境的不利影响,主要表现在粉尘、硫和氮的氧化物对大气的污染,冲灰水及其他排水对水体的污染,温排水对水体的热影响、噪声,以及由于燃烧生成的 CO_2 对环境产生温室效应等。对此,近代各国电厂都采取了相应措施,如增加烟囱高度,装设高效除尘器,采用洁净煤燃烧方式,采用各种烟气脱硫、脱 NO_x 措施,对冲灰水、煤场排水和酸碱、油污等排水均采取了处理措施,使电厂各项排放均能控制在最低限度。燃煤电厂的灰渣可用于生产建筑材料、筑路、改土等,其综合利用率已达一定水平。为减少火电厂的 CO_2 排放量,采取提高电厂热效率的措施。

厂内布置 汽轮机发电厂的主设备锅炉和汽轮发电机组布置在主厂房内,锅炉和煤粉制备设备(燃煤电厂)布置在锅炉间内,汽轮机及其辅助设备布置在汽机间内。除严寒地区,锅炉一般采用露天布置方式。对凝汽式电厂一般采用一机对一炉的单元配置方式,这样可使管道系统简化,节约投资,且便于锅炉、汽轮机和它们的辅助设备按机组布置成单元机组。供热式电厂机炉台数不一定一一对应,往往需采用具有蒸汽母管的集中配置方式,即锅炉供汽母管,汽轮机用汽由母管提供,此时供热抽汽也往往要设置母管。主厂房布置的经济性可用单位装机容量占有的厂房容积来评价。

电厂厂区内除主厂房外,还布置有供水、化学净水、燃料运输和除灰有关的装置与建构筑物,以及电力变压器、配电装置、试验室、机修间、材料库、办公楼等。考虑到厂区运输、通信、照明以及灰渣清除和生产实际需要,厂内还需布置铁路、公路,设置输电线路的引出通道,以及包括管沟、电缆沟等在内的其他地上和地下的工程通道。电厂厂区占地面积取决于电厂容量、燃料种类和其他条件,应在充分满足生产和工程需要的前提下尽量布置得紧凑一些,以减少电厂占地。

由于电厂占地面积比较大,还要考虑供水水源、燃料来源、灰场位置、送电距离以及环境保护要求,所以厂址选择是建厂前很重要的一项工作,往往会碰到一定困难,特别是大型电厂(见建厂条件)。一般说,供热式电厂应靠近热用户,多位于城镇或工矿企业周围;凝汽式电厂,特别是大型电厂应尽量接近燃料产地、铁路路口或水运码头,并有足够水源的地方。

zhengqi dongli fadianchang de fanhe xunhuan gaizao

蒸汽动力发电厂的联合循环改造 (repowering and retrofit of steam power plant with gas

turbine) 在现有的蒸汽动力发电厂的基础上,用燃气轮机叠置或并联成为燃气-蒸汽联合循环机组,以提高其功率和效率,并使其污染排放水平得以改善的技术措施。增容改造的方案有:①余热锅炉型联合循环;②排气助燃型联合循环;③并列布置型联合循环;④给水加热型联合循环等四种,其中以以前两种改造方案应用得最多。在环保质量要求很高而又有天然气等清洁燃料的地方更受青睐。它们已在德国和日本获得实际应用,技术是成熟的。

余热锅炉型联合循环改造方案 在原有汽轮机系统的基础上,用1台或多台燃气轮机和余热锅炉来取代原有的燃煤锅炉,以组成余热锅炉型的联合循环系统。一般,燃气轮机功率 P_g 按汽轮机功率 P_a 的1.5~2.0倍关系配置;联合循环的热效率已能做到52%以上;在燃气轮机与余热锅炉之间的燃气管道上宜安装烟气的旁通阀,以保证燃气轮机能够单独运行。

这种改造方案可以保留原有的汽轮机,但其局部结构和给水系统必须作适当改造,如汽轮机应改为全周进汽,以满足滑压调节的需要;汽轮机尾部的通流面积和凝汽器的冷却面积都必须增大,以适应中间抽汽量减少或关闭的需要;适当改造调节控制系统,以适应滑压调节方式的要求。此外,还应校核汽轮机的机械强度。

这种改造方案可以在现有的燃煤电厂的场地范围内实现增容改造的要求,由于改用天然气或液体燃料,因而污染物的排放数量(包括 CO_2)得以减少。这个方案的缺点是必须改用液体燃料或天然气。

排气助燃型联合循环改造方案 在现有的燃煤锅炉前加装一台燃气轮机,组成排气助燃型联合循环,它用尺寸较大的高温管道把燃气轮机的高温排气,供向燃煤锅炉的燃烧器和磨煤系统的磨煤风机,以取代原电站中通过送风机和锅炉空气预热器供给高温空气的送风系统。为防止连接管道过长,燃气轮机及其附属设备应布置在燃煤锅炉附近,改造时应考虑现场布置这些设备的可能性。由于燃气轮机排气中的含氧量只有14%~16%,仅能满足锅炉设计煤量60%~70%的燃烧需要。为了保证燃煤锅炉能满负荷运行,就必须如图1那样安装一台辅助送风机19和空气预热器18。当不辅助送风时,燃气

轮机的功率应按 $P_g = (0.25 \sim 0.3)P_a$ 的关系选择;当辅助送风时, $P_g = (0.17 \sim 0.25)P_a$ 。

图1中给出了燃用烟煤时,本改造方案的系统图。此时,燃气轮机燃用天然气或液体燃料,锅炉仍然用烟煤。汽轮机和给水系统变动不大。 SO_2 、 NO_x 和飞灰的排放则分别用尾气脱硫装置(FGD)、选择性催化还原反应器(SCR)和静电除尘器来控制。

原有的燃煤锅炉需要进行适当改造,如:应拆除锅炉内原有的空气预热器;改造燃烧器,以保证煤粉在含氧浓度较低的燃气中能够稳定和完全燃烧。由于拆除了锅炉内原有的空气预热器,锅炉的排烟温度很高,应在锅炉后增设1~2级烟气型给水加热器17和辅助风机的预热器18。另在静电除尘器之后应增设抽风机21,以避免燃气轮机承受过大的背压流阻。选择性催化还原反应器(SCR)必须置于烟气脱硫装置(FGD)之后,这样才能避免已形成的液态 NH_4HSO_4 和固体的 $(NH_4)_2SO_4$ 积存到烟气型给水加热器上去。由于SCR在320~450℃范围内才能有效地脱除 NO_x ,为此,在SCR之前必须安装气/气换热器23和蒸汽/烟气预热器

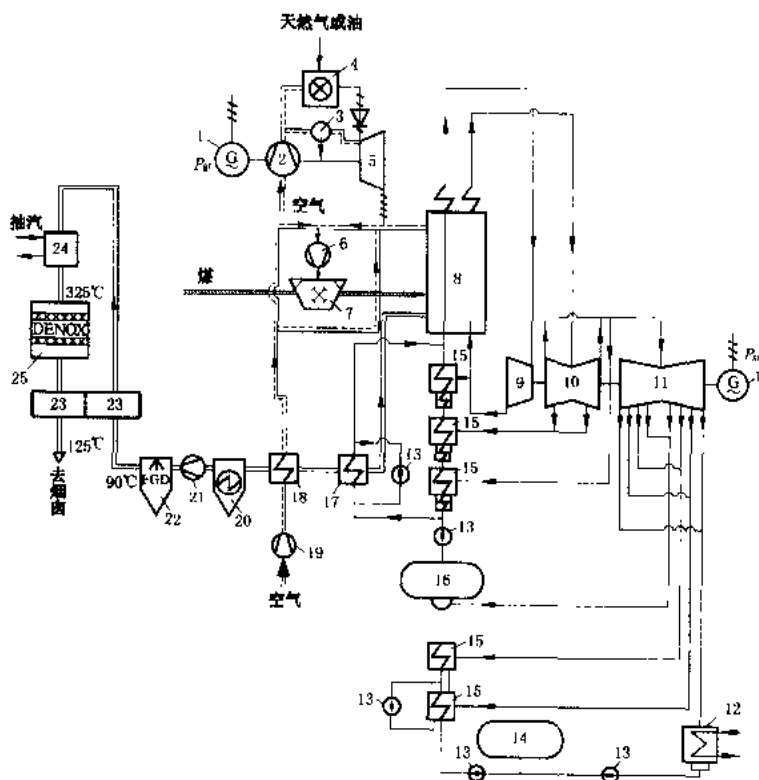


图1 燃用烟煤时排气助燃型联合循环改造方案系统图

1—发电机;2—压气机;3—空气冷却器;4—燃烧室;5—燃气透平;6—磨煤风机;7—磨煤机;8—燃煤锅炉;9—高压汽轮机;10—中压汽轮机;11—低压汽轮机;12—凝汽器;13—水泵;14—储水箱;15—给水加热器;16—除氧器;17—烟气型给水加热器;18—空气预热器;19—辅助送风机;20—静电除尘器;21—引风机;22—烟气脱硫设备;23—气/气换热器;24—蒸汽/烟气预热器;25—选择性催化还原反应器

器 24, 以便把进入 SCR 的烟气升温到 325℃。由于除灰、脱硫和脱硝流程的流阻损失较大, 厂用电耗率较高, 将使改造后的电厂效率要下降 1.4~1.5 个百分点, 在运行中当负荷变动时, 应尽量维持燃气轮机的负荷变化不大, 而调节燃煤量来控制汽轮机的功率, 力求机组效率的变化比较平缓。

当锅炉燃烧褐煤时, 由于含水量较多, 燃烧温度不会很高, NO_x 的生成量有限, 可以不采用 SCR 脱硝设备, 同时可以省略图 1 中 FGD 之后的那些设备, 使系统简单化, 有利于提高净热效率、降低投资费用。但是褐煤的含灰量较多, 按全负荷容量运行时, 锅炉的管簇易被磨蚀。为此, 可以不装辅助送风机, 但锅炉只能在 60%~70% 的容量下工作。

并列布置型联合循环改造方案 在原有的燃煤电厂基础上, 并列地增设一台燃气轮机和余热锅炉, 组成并行布置的联合循环系统。在余热锅炉中可以产生几种不同压力和温度的蒸汽, 与在原有的燃煤锅炉中产生的主蒸汽和再热蒸汽一起供到原有的汽轮机中去做功。图 2 中给出了这种改造方案的系统图。燃气轮机用天然气或液体燃料, 燃煤锅炉则仍然用煤。燃气轮机与锅炉的排气是分别从各自的烟囱排入大气。燃气轮机的功率可按 $0.15 < \frac{P_{gt}}{P_{st}} < 0.35$ 范围选择。燃煤锅炉

的排气经过静电除尘器、烟气脱硫装置和选择性催化还原反应器 (SCR) 的处理达标后排空。在安装烟气旁通阀后, 燃气轮机与汽轮机 (包括燃煤的锅炉) 可以单独运行, 空气预热器仍置于燃煤锅炉中, 由于锅炉的排气温度已降至 125℃ 左右, 因而在其后无需再设置烟气型给水加热器, SCR 可放置在燃煤锅炉中空气预热器之前温度为 320~380℃ 的地方。相对于图 1 所示方案来说, 本方案设备和系统要简单得多, 故可减少改造的投资费用, 也能使电厂的效率略有提高。

目前, 人们比较偏向于采用图 2 所示的产汽方式。此时, 余热锅炉产生的中压蒸汽与在燃煤锅炉的再热器中产生的再热蒸汽掺混后, 进到汽轮机的中压缸中去膨胀做功; 低压蒸汽则单独送往汽轮机的低压缸中去膨胀做功。为了防止汽轮机超负荷, 同时为了提高燃煤锅炉中过热器和再热器的使用寿命, 可以适当降低主蒸汽和再热蒸汽的运行压力和温度。当燃气轮机停运时, 可以恢复主蒸汽和再热蒸汽的运行压力与

温度, 使汽轮机仍能发出额定功率。由于新增的燃气轮机和余热锅炉只是通过蒸汽管道和给水管道与燃煤锅炉相连接, 因而可以节省改造费用和时间, 燃气轮机和余热锅炉也不一定要布置在燃煤锅炉附近。

给水加热型联合循环的改造方案 在原有燃煤电厂的基础上, 增设一台燃气轮机和热水余热锅炉组成的给水加热型联合循环。燃气轮机的排气余热用来加热汽轮机的凝结水和给水, 借以减少从汽轮机中抽给各给水加热器的蒸汽量, 由此可以增大流经汽轮机中压缸和低压缸的蒸汽流量, 达到增加汽轮机功率的目的。为此必须增大汽轮机中压缸和低压缸的通流能力。这种抽汽量的变化还会导致燃煤锅炉再热器压力增高, 必要时再热器需进行改造, 还需适当增大凝汽器的冷却面积和冷却水量。此方案中 $P_{gt}/P_{st} \leq 0.35$ 。

图 3 中给出了这种改造方案的系统图。

这种改造方案的燃煤锅炉无需作多大改造, 仍然可以通过静电除尘器、FGD 和 SCR 来清除灰、SO₂ 和 NO_x。SCR 可置于燃煤锅炉中空气预热器之前温度为 325℃ 左右的地方。燃气轮机和热水余热锅炉布设场地的选择比较灵活, 因为它们只通过给水管道与汽轮机的给水系统相联。热水余热锅炉的结构简单, 投资费用较低, 施工周期较短, 运行可靠性有保障。在燃气轮机排气流道中装设烟气旁通阀门后, 燃气轮机、燃煤锅炉和汽轮机就能独立运行。

各方案的具体改造内容列于下表。

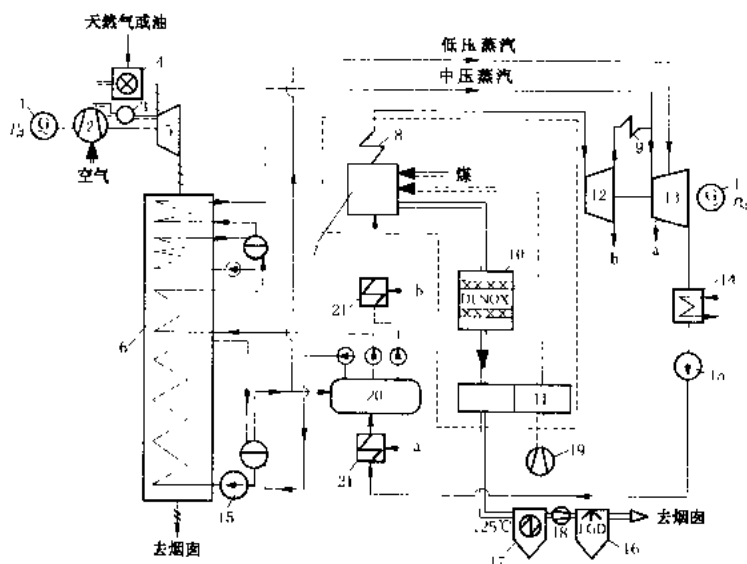


图 2 并列布置型联合循环改造方案系统图

1—发电机; 2—压气机; 3—空气冷却器; 4—燃烧室; 5—燃气透平; 6—余热锅炉; 7—燃煤锅炉; 8—锅炉内的过热器; 9—锅炉内的再热器; 10—锅炉内的 SCR; 11—锅炉内的空气预热器; 12—高压汽轮机; 13—中压/低压汽轮机; 14—凝汽器; 15—水泵; 16—烟气脱硫装置 (FGD); 17—静电除尘器; 18—引风机; 19—送风机; 20—除氧器; 21—给水加热器

四种方案的新添设备和改造内容

改造方案	余热锅炉型联合循环	排气助燃型联合循环	并列布置型联合循环	给水加热型联合循环
新增设备	燃气轮机、余热锅炉、新增的电气和控制设备	燃气轮机、余热锅炉、新增的电气和控制设备、烟气型给水加热器及其管路系统、辅助送风机及其空气预热器、SCR的烟气加热系统	燃气轮机、余热锅炉、新增的电气和控制设备	燃气轮机、余热锅炉、新增的电气和控制设备
原设备的改造内容	原有汽轮机的通流部分、凝汽器的冷却面积和冷却水量、抽汽系统、调节系统	改造燃煤锅炉燃煤器、拆除空气预热器、替换空气管路系统	改造原有汽轮机的通流部分、凝汽器冷却面积和冷却水量、增加管路和泵	改造原有汽轮机的通流部分、凝汽器的冷却面积和冷却水量、以及抽蒸汽系统
改造时间		6~8个月	2~3个月	1.5~2个月

几种改造方案的性能比较

余热锅炉型联合循环只能用来改造超高压参数及其以下的汽轮机发电厂。其他三种方案则无蒸汽参数的限制，它们可以用来改造大型的亚临界甚至超临界参数的汽轮机发电厂。从提高原燃煤电厂的净热效率的角度看，余热锅炉型联合循环方案最好，它可以使高压蒸汽参数的汽轮机发电厂之效率增大15个百分点左右。“排气助燃型”的联合循环次之，“并列布置型”者更次之，“加热给水型”者最差。它们分别能使原净热效率为42%的燃煤电厂的效率提高2.8~4.0个百分点、2.8~3.2个百分点和2.5个百分点。几种方案的净热效率随负荷的变化关系如图4所示，它们都比燃煤电厂者优越得多。当用同样功率的燃气轮机分别以“排气助燃型”、“并列布置型”和“给水加热型”来改造燃煤电厂时，改造投资费用的相对关系如图5所示，它们之间的相对比例关系为1:(0.7~0.8):0.62。把燃煤电厂改造成为余热锅炉型联合循环时，其比投资费用会低于“排气助燃型”者，可以与“并列布置型”抗衡。

总之，在不缺少天然气和液体燃料的地区，应优先选用余热锅炉型联合循环来改造超高压及其以下参数的燃煤电厂；超高压蒸汽参数以上的大型燃煤电厂则以排气助燃型和并列布置型联合循环为首选。“给水加热型”者用得很少，因其热效率的增量小，而且在低负荷工况下热效率会恶化得较厉害。

增容改造实例 改造方式因各国发电状况和燃料状况的不同而有差异。

在德国：自1970年以来已有16台，总容量为6500MW的机组进行了改造，有十多年运行

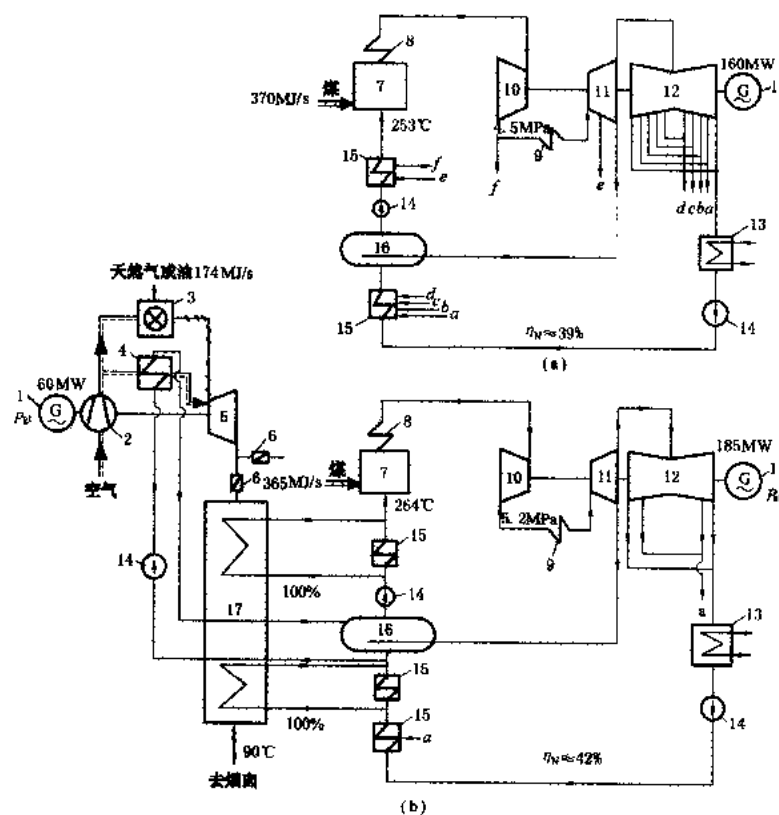


图3 给水加热型联合循环改造方案系统图

(a) 原有燃煤电厂的系统图；(b) 改造后联合循环电厂的系统图

1—发电机；2—压气机；3—燃烧室；4—空气冷却器；5—燃气透平；6—烟气旁通阀；7—燃煤锅炉；8—蒸汽过热器；9—再热器；10—汽轮机的高压缸；11—汽轮机的中压缸；12—汽轮机的低压缸；13—凝汽器；14—给水泵；15—给水加热器；16—除氧器；17—热水余热锅炉

业绩。多数采用排气助燃型联合循环,改造目的是节约进口天然气和原油,有效利用国产煤。改造特点是大多在新建机组上采用,多数为调峰运行;汽轮机出力从143 MW到455 MW;采用高温风箱,不设燃气和排气冷却装置。

在荷兰:已有11台总容量为4200 MW的机组进行了改造。开始时是借以减少火电厂温排水而采用的对策,其后的改造目的是为了充分利用国产天然气、节约进口重油,使机组高效率化。改造特点是扩容改造原有火电厂,有设置燃气和排气冷却装置的业绩。

在日本:已有7台总容量为3900 MW的机组成功地进行了改造。改造目的是提高效率、严格控制环境热量。改造特点是扩容改造原有电厂;多数采用排气助燃型,个别有采用给水加热型的。

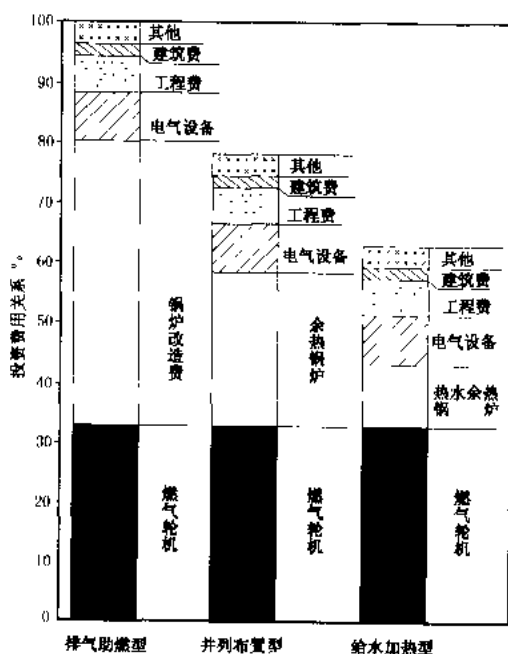


图5 用三种不同型式的联合循环来改造燃煤电厂时,改造投资费用之间的相对关系

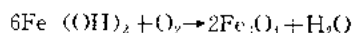
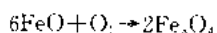
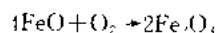
参考书目

Günter Bauer, John S. Joyce, The Benefits of Parallel Repowering Existing Steam Turbines with Gas Turbines, Siemens Power Generation

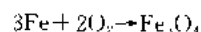
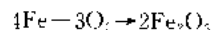
zhengqi jiaoyang chu sao

蒸汽加氧吹扫 (steam flushing with oxygen dosing) 在高温汽流和氧气的共同作用下,使锅炉蒸汽管路及设备中在制造、运输、保管、安装过程中发生的污物和大气腐蚀产物从管路中排出,并在金属表面形成保护膜的方法。

通常情况下,锅炉在投产前,其过热器、再热器及主蒸汽、再热蒸汽管路一般采用蒸汽吹管,靠高流速过热蒸汽的机械作用吹扫污物。在吹管过程中,若往蒸汽中加入适量的氧气,还可使金属表面上附着的大气腐蚀产物和氧发生反应,由热力不稳定的低价氧化铁转变为高价的铁氧化合物,产生相变过程。其化学反应式为:



受较高流速(50~80 m/s)过热汽流冲击,管道内壁结构发生变化的氧化铁产物更易于剥落而被蒸汽吹扫,而在裸露的金属表面,受氧化作用生成稳定细密的耐蚀保护膜(其厚度约为2~1.5μm),即



蒸汽加氧吹扫采用的蒸汽流速、清洗时间取决于管路的污染程度、蒸汽质量流速应大于300 kg/(m²·s);氧的添加量为每1kg蒸汽0.3~1g,加氧时间一般为30~60 min,且要连续加入。

蒸汽加氧吹扫技术已开始在我国高参数大容量锅炉中推广应用,替代投产前的化学清洗。其优点是:加氧操作系统简单,与锅炉吹管同步进行,不仅不另耗费时间,而且可减少锅炉吹管次数,缩短工期,节约燃料,节省化学清洗药品,降低水耗,减少废液处理,有利于环境保护。

zhengqi jinghua

蒸汽净化 (steam purification) 利用机械的或化学的手段,去除或减少蒸汽中携带的杂质(盐类)以提高蒸汽品质的过程。通常采取的手段有:用化学方法提高给水品质,用机械原理设置汽水分离器,进行蒸汽清洗及增大排污率等。由于直流锅炉只能是通过提高给水品质来保证蒸汽品质,所以有关蒸汽净化措施,都是针对锅筒锅炉而言的。

蒸汽带盐 锅筒出口的饱和蒸汽携带杂质(盐类)

的现象。带盐的蒸汽进入过热器中,一部分杂质将会沉积在管壁上妨碍换热,造成壁温升高,甚至超温爆管;带盐的蒸汽如进入汽轮机,杂质沉积后又会导致出力降低和热效率下降。

蒸汽带盐的途径有机械携带和溶解携带两种。

机械携带 蒸汽携带锅水水滴的现象。当汽水混合物与蒸发面或固体表面(如汽水分离元件、锅筒内壁等)相碰或气泡穿出蒸发面时均可能产生水滴,细小的水滴可能被上升流动的蒸汽携带离开锅筒。机械携带几乎是中、低压锅炉蒸汽带盐的唯一途径。增加蒸汽空间高度、降低蒸发面负荷、降低锅水浓度、设置高效率的汽水分离装置、均匀蒸汽空间负荷等均能降低机械携带。影响机械携带的一个重要指标是蒸汽空间负荷强度 R_w , 指正常水位以上每 1m^3 的蒸汽空间单位时间内通过的蒸汽量,单位为 $\text{t}/(\text{m}^3 \cdot \text{h})$ 。中压锅炉推荐 $17 \sim 22 \text{ t}/(\text{m}^3 \cdot \text{h})$; 高压锅炉为 $21 \sim 24 \text{ t}/(\text{m}^3 \cdot \text{h})$; 超高压锅炉为 $25 \sim 30 \text{ t}/(\text{m}^3 \cdot \text{h})$ 。

溶解携带 蒸汽具有溶解某些盐类的能力。由于蒸汽对各种盐类的溶解能力不同,又称选择性携带。试验表明:压力愈高,蒸汽的溶解能力愈大。按饱和蒸汽

带增大。

蒸汽净化措施 针对蒸汽带盐机理,可采取一系列措施,如汽水分离、蒸汽清洗、分段蒸发和排污及提高给水品质等,以获得品质合格的蒸汽。

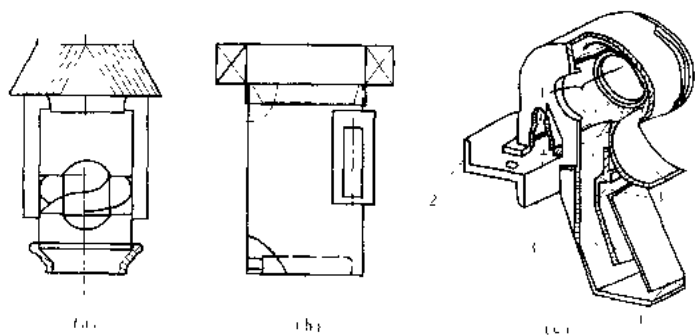
汽水分离 通过机械方法,将进入锅筒的汽水混合物分离,使饱和蒸汽达到一定干度的过程。汽水分离原理有:重力分离、离心力分离、惯性力分离及水膜分离等。

锅筒内汽水分离过程可分为两个阶段。第一阶段是将蒸汽和水初步分开,消除汽水混合物动能,保持水面平稳,称为粗分离阶段。旋风分离器、挡板、水下孔板等属此类分离器。第二阶段是将汽流中的细小水滴分离出来,并将蒸汽均匀引出锅筒,称为细分离阶段。常采用顶部百叶窗、均汽孔板等。实现汽水分离的锅筒内部元件统称锅筒内部装置,典型的工作过程如下:来自各上升管的汽水混合物,首先进入设在锅筒内壁两侧的集汽箱,有几十个旋风分离器连接在箱上,进行粗分离;再经过装于锅筒上部的百叶窗分离装置和顶部的均汽孔板进行细分离,使饱和蒸汽达到一定的干度,再引入过热器。

(1) 旋风分离器 主要靠离心力进行汽水分离的

粗分离元件,由筒体和顶帽组成。筒体为厚 $2 \sim 3 \text{ mm}$ 钢板卷制的圆筒,顶帽多为立式百叶窗。其分离效率很高,适用于汽水混合物进口速度较大、锅水浓度较高的情况。但旋风分离器阻力较大,按产生旋转运动的方法,旋风分离器可分为切向引入和轴向引入(涡轮式)两大类,其中切向引入式又分为立式和水平式布置两种(见图)。切向引入式(立式)分离器内高速汽水混合物在筒体上部沿切线方向进入筒体,产生旋转,消除动能。大部分水通过筒体导叶排出,保持水室平稳。小部分水沿筒体内壁旋转上升,通过溢水口溢出,蒸汽经过顶帽进入汽空间。中国广泛采用直径为 260 、 290 、

315 mm 及 350 mm 切向引入的立式旋风分离器。切向引入式(水平式)分离器的分离原理与立式相同,其特点是分离器筒体呈水平式布置。汽水混合物自下向上进入筒体经分离后的水滴由两处泄水口排入锅筒水空间,蒸汽由两端出口进入汽空间。这种分离器在中国高压及以上锅筒锅炉上也有采用。其主要优点是占用空间高度小,可充分利用锅筒容积或锅筒长度。涡轮式(又称轴向引入式)分离器内高速汽水混合物由内套筒底部轴向进入旋转叶片,产生旋转,水沿内筒壁旋转上升通过顶部环缝进入内外套筒夹层,由此流入水空间。蒸汽由中心部分上升经过顶帽进入汽空间。目



旋风分离器

(a) 轴向引入式; (b) 切向引入式(立式); (c) 切向引入式(水平式)

1--蒸汽出口; 2--支撑板; 3--汽水混合物入口; 4--二次泄水口;

5--一次泄水口; 6 泄水

的溶解能力,锅水中的盐可分为三类。第一类为硅酸(H_2SiO_3),溶解度最大,当锅筒压力为 4.41 MPa 时,蒸汽对硅酸的溶解携带系数为其机械携带系数的 4.5 倍(高压锅炉为 90 倍,超高压锅炉为 330 倍),直接影响着蒸汽品质。第二类为 NaOH 、 NaCl 及 CaCl_2 等,当压力为 12.7 MPa 时蒸汽才开始显示出对这些盐分的溶解能力。压力为 13.7 MPa 时,溶解携带系数接近机械携带系数,应考虑此类盐对蒸汽品质的影响。第三类为 Na_2SO_4 、 Na_3PO_4 等,很难溶解于蒸汽,即使在亚临界压力下,也不必考虑它们对蒸汽品质的影响。

锅炉压力高时,锅水 pH 值的升高将导致溶解携

前广泛采用内套筒直径为216 mm及254 mm两种。

(2) 顶部百叶窗 由许多波形板按一定间距组合而成。湿蒸汽在其间蜿蜒通过,小水滴由于惯性及水膜吸附作用被分离附着在板面形成水膜。它适用于蒸汽湿度较小的情况,常作细分离用。入口蒸汽速度应有一定限制,速度过高会撕破水膜,影响分离效果。按布置方式分水平及立式两种。立式百叶窗疏水条件好,允许采用较高的蒸汽入口速度(比水平式高2.5~3倍)。

(3) 均汽孔板 在厚度3~4 mm钢板上开有许多直径5 mm左右小孔,置于锅筒顶部靠近饱和蒸汽引出管附近。依靠蒸汽流经小孔时的节流作用均匀锅筒汽空间负荷。蒸汽流经小孔的速度取为6~12 m/s。均汽孔板常与百叶窗配合使用,以获得更好效果。

蒸汽清洗 是一种物质交换过程。蒸汽穿过清洁的给水层时,蒸汽中溶解的一部分盐转移到水中。是降低高压和超高压锅炉蒸汽选择性携带的有效措施,以求放宽对给水中含硅量的限制,简化水处理除硅过程。在中国和前苏联得到广泛采用。世界上其他国家主要靠完善水处理设备,采用高质量的汽轮机凝汽器(不泄漏),通过提高和保持给水品质来保证蒸汽品质,很少采用蒸汽清洗。中国的亚临界压力锅炉也不再采用蒸汽清洗。

常用的清洗装置有雨淋式、水膜式及起泡穿层式三种。第三种方式效果最好,中国主要采用此种方式。起泡穿层式清洗装置有钟罩式和平孔板式两种,都有采用。

50 MW高压锅炉均用100%给水作清洗水。清洗水占给水份额增大,则锅筒凝汽量增大,加重汽水分离装置工作负荷,所以高压100 MW及超高压200 MW锅炉均采用50%给水清洗。

进入清洗装置的蒸汽品质愈好,清洗水愈纯净,清洗后蒸汽品质亦愈好,因此要求限制锅水浓度、提高汽水分离效率。

分段蒸发和排污 使大部分蒸汽从浓度较低的锅水中产生,而从浓度较高的锅水中引出排污水的一种净化蒸汽的措施。一般采用两段蒸发系统,当给水含盐量大于100 mg/L时,也有采用三段蒸发系统的。给水全部送入第一段(净段),第一段的排污水作为第二段的给水。由盐平衡计算确定各段出力。锅水在各段中逐渐浓缩,以最末盐段锅水浓度为最高

排出适量含有盐分最浓的锅水称为排污。可分为连续排污和定期排污。连续排污由锅筒水面下适当位置引出,以排出最浓的锅水。在循环系统较低点(下联箱或集中下降管底部)作定期排污,也可排除沉渣、铁锈等。

提高给水品质 在锅水浓度与蒸汽品质一定时,

提高给水品质可降低排污率;当排污率一定时,提高给水品质可使蒸汽品质提高。但提高给水品质必须增加水处理的设备投资及运行费用。对于亚临界压力锅炉,现有的蒸汽净化手段已不能适应,只有通过提高给水品质来保证蒸汽品质。

推荐的锅筒内部装置 亚临界压力锅炉采用单段蒸发,旋风分离器,顶部百叶窗,不用蒸汽清洗。超高压锅炉采用单段蒸发,旋风分离器,顶部百叶窗,蒸汽清洗;如补给水品质好,汽轮机凝汽器无泄漏,可不用蒸汽清洗。高压锅炉采用单段蒸发,旋风分离器,顶部百叶窗,蒸汽清洗;若给水品质很差,可采用分段蒸发系统。中压锅炉采用旋风分离器,根据给水品质决定是否采用分段蒸发。

zhongqi ninghe huanre

蒸汽凝结换热 (steam condensation heat transfer)

蒸汽与低于其饱和温度的冷却壁面接触而凝结时的换热过程,属于具有相变特点的两相流换热。

分类 由于凝结液对壁面的润湿情况不同,蒸汽凝结换热又可分为两种形式:当凝结液能很好地润湿壁面时,则能形成液膜覆盖整个壁面向下流动,称为膜状凝结换热;若凝结液不能润湿壁面,如水银蒸汽在金属壁面上的凝结,则凝结液不能润湿壁面并聚成一颗颗液珠,称为珠状凝结换热。凝结液对壁面的润湿能力是表面张力和它对壁面附着力综合作用的结果。若附着力大于表面张力,则会形成膜状凝结,反之则形成珠状凝结。

膜状凝结换热 膜状凝结时,蒸汽与壁面被一层液膜隔开,蒸汽只能在液膜表面上凝结,释放出的汽化潜热则以导热和对流方式通过液膜传给壁面。因此,液膜的厚薄、流速、物性参数以及运动状态(层流或湍流)都对换热系数影响很大,而流速、液态以及膜厚又与凝结液和蒸汽之间的密度差、液体的黏度、壁面的高度以及蒸汽与壁面之间的温差等因素密切相关。1916年德国学者L. 努塞尔(Ludwig Nusselt)提出光滑液面的层流液膜的换热模型,并从理论上最先求得垂直壁面上层流膜状凝结换热计算式

$$\alpha = 0.9433 [\rho^2 g \lambda^3 r / l \mu (T_s - T_w)]^{1/4} \text{ W / (m}^2 \cdot \text{K)}$$

尔后,大量的实验研究揭示出上述理论值是偏低的。这主要是因为液膜向下流动时由于表面张力诸因素作用的结果,使液膜表面发生波动,从而强化了传热。根据大量实验数据综合得出竖壁上的层流膜状凝结换热公式为(约比理论值高20%)

$$\alpha = 1.13 [\rho^2 g \lambda^3 r / l \mu (T_s - T_w)]^{1/4} \text{ W / (m}^2 \cdot \text{K)}$$

式中 α 为平均换热系数, W / (m² · K); r 为汽化潜热,

l/kg ; g 为重力加速度, m/s^2 ; l 为壁高, m ; T_s 和 T_w 分别为蒸汽和壁面的绝对温度, K ; ρ 、 μ 和 λ 分别为流体的密度、动力黏度和导热率。随壁面的几何形状、位置以及流态的不同,膜状凝结换热计算公式也不同,可从有关手册中查得。

利用表面张力改变液膜厚度以增强换热是强化膜状凝结换热的主要途径。例如,低螺纹管比光管表面的凝结换热要增强 2~3 倍;而具有锯齿形肋的管面又要比低螺纹管增强 80% 左右;若在其上设计适当的导液带以加速凝结液的排出,则换热系数可比光管表面提高一个量级而与珠状凝结的换热强度相当。蒸汽中若掺混有非凝结气体(如火电厂凝汽器中漏入的空气),则换热系数会大大降低。例如,在一般凝结温差下,当蒸汽中的非凝结气体的容积含量为 0.5% 时,换热系数会降低约 50%。

珠状凝结换热 根据实验测定,珠状凝结换热系数比膜状凝结换热系数高一个量级以上。例如,水蒸气在大气压下的珠状凝结换热系数约为 $4 \times 10^4 \sim 10^5 W/(m^2 \cdot K)$;而膜状约为 $6 \times 10^4 \sim 10^4 W/(m^2 \cdot K)$ 。因此,近年来国内外都在这方面加强研究,寻求合适的表面涂层或添加剂以形成持久的珠状凝结。在这方面虽然获得了许多进展,但迄今为止仍然没有找到一种既经济、又能长期维持珠状凝结的工业途径。

蒸汽系统吹洗

(scavenging of steam system)

锅炉受热面和蒸汽管道在制造、运输、保管和安装过程中,虽采取了措施来保持内部清洁,仍可能遗留焊渣、氧化物、铁屑和泥砂等杂物,在运行时造成锅炉爆管、汽轮机叶片磨损或打坏。因此,在机组投产前必须吹洗,即利用蒸汽高速流动的动能来吹净系统中的杂物,使机组能安全地投入生产。

吹洗范围 凡流入汽轮机的蒸汽所经过的路线都要吹洗,即过热器、再热器、主汽管、再热汽管、旁路系统、汽缸法兰加热装置、轴封汽管路、给水泵汽轮机蒸汽管等。

吹洗方法 将被吹洗系统中易磨损或影响流量的部件,如流量孔板、调节阀阀芯拆除,在进汽轮机处将管子断开,或将主汽门芯取出加堵,再用临时排汽管接室外。临时排汽管入口装靶板、出口装消声器,它还应具有抗衡反作用力的支撑或拉杆等。临时系统安装以后,用蒸汽把各受热面和管道内的杂物吹到室外去。吹洗汽源可以用本锅炉的蒸汽,也可用外来蒸汽。用外来蒸汽可以缩短工期,且比本锅炉烧油产生的蒸汽经济,但管路复杂,工作量大,流量也不易满足要求,所以一般采用自产蒸汽吹洗。吹洗方法有两种:一种是稳压吹

洗,即压力、流量基本不变,它适用于任何型式的锅炉;另一种是降压吹洗,即压力随吹洗过程而下降,流量达到临界值以后也随吹洗过程而减少,它只适用于锅筒锅炉。降压吹洗的优点是:操作简单,投入的燃料少,耗水量少,温度变化大,有利于氧化物剥落,效果较好,故被广泛采用。为防止前面过热器中杂物吹到后面再热器中去,可分三阶段吹洗,第一阶段吹过热汽和主汽管,第二阶段增加冷段再热器管,第三阶段再增加再热器和热段再热汽管,这样吹得比较干净,但系统复杂,工期长,燃料和给水消耗大。一般多采用两阶段吹洗,即将上述三阶段中的第一阶段取消。还有将过热器、再热器和一、二次汽系统串联在一起的不分段吹洗法,该法在再热器入口管上加装临时过滤器,将过热器和主汽管吹来的杂物收集起来,以免带到再热器中造成堵管,还可缩短吹洗工期和节约燃料。

为提高吹洗效果,可在吹洗过程中加入一定量的氧气,有利于锈垢的脱落及保护膜的形成。吹洗过程中至少应有一次停炉冷却时间 8~12 h,有利于锈垢的剥落。

吹洗参数 主要是压力、流量和温度,其中过热器出口压力是起决定作用的参数,它是以系统达到临界流量来确定的,并由此推算出锅筒压力作为操作控制的依据。通常过热器出口压力取额定值的 15%~25%,最大流量为额定值的 50%~70%、蒸汽温度随燃烧率变化,且与吹洗方式有关,其范围较大,为额定值的 60%~90%。例如:某直流锅炉,过热器出口额定汽压为 16.7 MPa,额定蒸发量为 1000 t/h,额定汽温为 540℃,采用稳压吹洗,吹洗时流量为 500~580 t/h,过热器出口压力为 2.9~3.5 MPa,蒸汽温度为 450~500℃;而参数相近的某锅筒锅炉,采用降压吹洗,吹洗时流量为 550~700 t/h,过热器出口压力在最大流量时为 2.55~3.33 MPa,蒸汽温度为 300~360℃。

吹洗质量标准 吹洗效果要在汽轮机运行一段时间以后揭缸检查才能确定,一般要求在吹洗时即能做出判断,判断标准是:①吹洗时蒸汽动量应大于额定参数时的蒸汽动量,即被吹洗系统任何一点的吹洗系数均应大于 1。吹洗系数 $K = (\text{吹洗流量})^2 \times \text{被吹洗处的蒸汽比体积} / [(\text{额定负荷流量})^2 \times \text{额定参数时蒸汽比体积}]$ 。②在保证吹洗系数大于 1 的前提下,用抛光的铜或铝质靶板(宽度为排汽管内径的 8%,长度等于排汽管内径)来检验汽流的清洁度,连续两次更换靶板检查,靶板上冲击斑痕粒度不大于 0.8 mm,且肉眼可见数不多于 8 点为合格。

吹洗过程注意事项 为安全计,必须做到下列几点:①监视给水箱水位,防止给水泵汽化,造成给水中

断而烧干锅；②降压吹洗时，由于控制阀开关速度快，锅筒水位波动很大，要采取一定措施，防止发生满水和缺水事故；③采用分阶段吹洗时，第一阶段因再热器内无蒸汽通过，故要控制燃烧率，防止再热器管壁超温；④要严格控制锅筒上、下壁温差不大于42℃；⑤汽轮机应处于盘车状态，以防蒸汽意外进入汽轮机而造成大轴弯曲。

zhongguo xiebei

蒸汽携带 (steam carry-over) 蒸汽从锅内水中带出盐类和硅酸等各种杂质的现象。蒸汽携带包含蒸汽带水和蒸汽溶解携带。蒸汽带水是从锅筒送出的饱和蒸汽中夹带锅水水滴，又称水滴携带；溶解携带则是蒸汽直接溶解某些物质，其溶解度随蒸汽压力升高而增大，溶解携带对物质有选择性，因此又称选择性携带。蒸汽中的污染物质，除饱和蒸汽携带和减温水带入的杂质外，还有从过热器、再热器携带的氧化产物。蒸汽中的杂质会在过热器、汽轮机调整汽门、汽轮机隔板、叶片上沉积（见积盐），甚至造成汽轮机部件腐蚀，降低机组效率，影响机组出力，危及安全运行。

蒸汽携带的原因有机械和化学两方面，机械方面有锅炉设计不当，锅筒汽水分离装置不适，锅炉运行中燃烧工况不稳定，负荷瞬变，水位过高等。化学方面有锅水中杂质浓度超出允许值，以及锅水起泡等。

水滴携带 运行锅炉在水循环过程中，带有蒸汽泡的水汽混合物上升，当蒸汽穿过含有水膜的汽泡空间时，蒸汽泡由于含有大量自由能，属热力学不稳定体系，总是向减小自由能的方向——破裂发展，而使水膜爆破或汽流撞击形成颗粒大小不一的水滴，较大的水滴会因重力作用而降落，微小的水滴则随蒸汽流带出，发生水滴携带，使锅水中各种溶解的物质以水溶液状态带出，锅水含盐量越大，水滴携带出的物质越多，其带水量常以蒸汽湿分表示（蒸汽湿分为蒸汽中水滴量占蒸汽中汽水总质量的百分率）。如果锅水含盐量超过一定指标，或悬浮物、碱度、有机物、油等含量高时，则锅筒内会产生较多泡沫，泡沫破裂，使蒸汽水滴携带率骤增，湿分明显增加，携带出的盐分随之增多，导致蒸汽纯度下降。

溶解携带 锅炉压力升高，饱和蒸汽的密度也增大，当压力为22.06 MPa、温度为374℃，即临界点时，蒸汽与水的密度相等。所以，压力升高，蒸汽的性质逐渐接近于水的性质，蒸汽参数越高，溶解物质的能力越强，被溶解携带的物质越多，溶解携带也可看作锅水中某些物质在高温下的挥发。蒸汽中溶解携带某物质的浓度与锅水中含有该物质的浓度之比称为该物质的溶解携带系数，以百分数表示。在超临界压力条件下，由

于蒸汽与水的密度相等，各种物质的溶解携带系数达到100%，给水中的盐类物质几乎全部被溶解携带到蒸汽中。蒸汽湿分和溶解携带系数之和称为总携带系数，如物质溶解携带系数很小，则总携带系数等于蒸汽湿分。

溶解携带最显著的是硅酸盐，它甚至在较低压力下也可发生。溶解携带量取决于锅炉压力，但因锅水碱度值不同，硅化合物形态也不同，它还与锅水pH值有关。压力一定，提高pH值，携带量降低。硅酸溶解携带系数与饱和蒸汽压力的关系参见表、图1和图2。在超临界压力下，硅酸溶解携带系数急剧升至100%。

硅酸溶解携带系数 K^{SiO_2} 实测值
(中国，锅水 pH9~10)

饱和蒸汽压力 (MPa)	3.92	5.88	7.84	10.78	13.72	15.10	16.66	17.64
K^{SiO_2} (%)	0.05	0.20	0.50~0.60	1.00	3.50	5.00	6.00	8.00

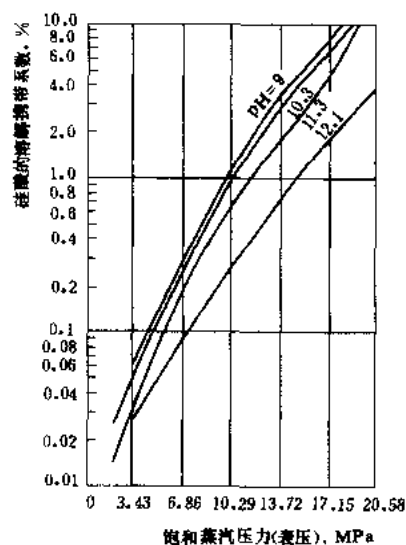
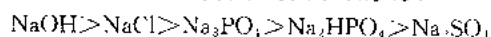


图1 硅酸溶解携带系数与饱和蒸汽压力的关系（按美国文献资料）

各种钠盐的溶解携带随压力与锅水浓度的变化而异，还受结合的阴离子性质影响，但以NaOH的溶解携带量为最大。其溶解携带的大小顺序为：



对金属腐蚀产物在饱和蒸汽中的溶解携带问题，还没有系统的研究。对铁的腐蚀产物，饱和蒸汽主要溶解分子形态的水合物，溶解携带系数与锅水pH值有关。在超临界压力锅炉中铜也会被溶解携带。因此，在锅炉给水质量标准和蒸汽质量标准中对Na、Fe、Cu含

量均有相应的规定（见水汽质量标准）。

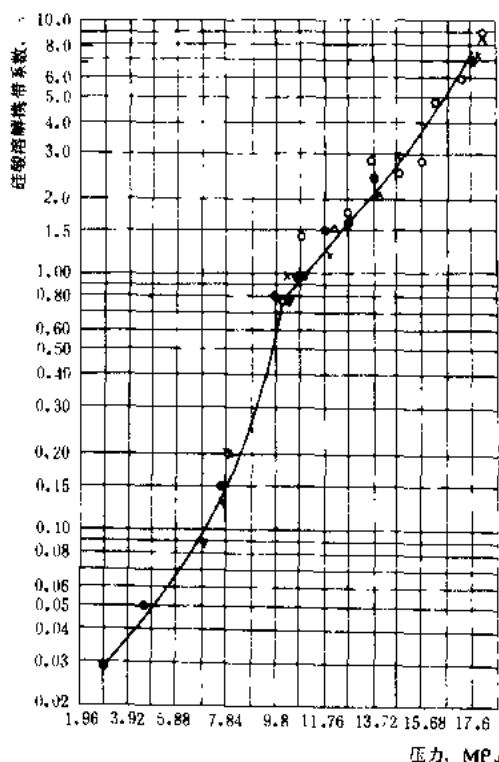


图2 硅酸溶解携带系数与饱和蒸汽压力的关系（原苏联实验研究结果，锅水pH10~11，线旁符号为不同单位的不同试验数据）

减少蒸汽携带 主要是控制锅炉的运行工况，改进锅内的汽水分离装置来减少水滴携带；提高锅炉补给水水质，进行锅炉内水处理来减少溶解携带。

zhengbu gongli

整步功率 (synchronizing power) 在恒定励磁、恒定频率和恒定电网电压下于某一功率角对称运行时，透平发电机电磁功率微小增量与对应的功率角微小增量之比值。它是比整步功率的简称，实际上也就是功角特性在某一功率角处的斜率。对于带对称负载的隐极透平发电机，静态功角特性大致呈正弦函数曲线状（见透平发电机特性曲线）。比整步功率为

$$\frac{dP_{em}}{d\theta} = \frac{mE_0U}{x_d} \cos\theta$$

式中 θ 为功率角； P_{em} 为电磁功率； m 为相数； E_0 为每相励磁感应电动势； U 为每相电枢电压； x_d 为直轴同步电抗。

比整步功率大，表示发电机保持同步运行的能力强。若比整步功率小于零，则当功率角偶尔偏离该工作点而增大时，电磁功率及相应的电磁转矩反而减小，发

电机的转速及功率角将继续增加而更偏离原来的工作点，发电机即不能在该工作点上稳定运行。

透平发电机在大电网上静态运行时，功率角在 $0^\circ \sim 90^\circ$ 范围内，比整步功率为正，属静态稳定运行区。功率角等于 90° 时，电磁功率达最大值，比整步功率则等于零，达静态稳定极限。

在同样的输入功率及电网电压下，减小发电机的同步电抗或增加发电机的励磁，均可增大比整步功率，从而可提高发电机工作的稳定性。

zhengtao qidong shiyunxing

整套起动试运行 (commissioning and trial operation of complete unit) 整套起动试运行阶段是从炉、机、电等第一次整套起动时锅炉点火开始，到完成满负荷试运移交试生产为止。包括空负荷试运行、带负荷试运行和满负荷试运行三个阶段。

机组起动及空负荷试运行 机电炉辅助设备及外围系统分部试运完毕后，进行机组初起动，大致程序是：锅炉点火、升温升压、汽轮机首次通汽起动、暖机升速、至额定转速下空负荷试运行。事前应参照制造厂资料制订机组起动预想曲线以指导起动操作。重要调试项目有：测定机组临界转速和振动值，调节和保安系统试验，电气整套起动试验，汽轮机真空严密性试验，兼有电调液调的机组进行切换和跟踪试验。在机组并网带 $10\% \sim 15\%$ 负荷运行 $4 \sim 6$ h 后解列，空负荷下进行汽轮机超速试验，停机后测惰走曲线。

带负荷试运行 超速试验后机组再次并网，按照热应力计算由自动控制装置实现升负荷至 25% 额定出力，在此工况下进行锅炉燃烧调整，相应投入自动控制装置进行调试、化学洗硅运行，有条件时应进行甩负荷试验。在 25% 负荷工况后，燃煤机组逐步投运煤粉制备系统，锅炉开始烧煤。 30% 、 50% 负荷后陆续投运汽动给水泵，进行泵的并列、切换及汽源切换等试验。相应投入给水自动控制系统。带负荷运行中，汽轮机逐步投入高压加热器，锅炉投入静电除尘器及吹灰、出灰系统。对热工仪表、保护、程控及自动控制系统均应复核其可靠性、准确性。对锅炉燃烧系统进行调整试验。

满负荷试运行 在满足下列要求时，才能进入满负荷试运：发电机保持铭牌额定功率值、燃煤锅炉断油、投高压加热器、投电除尘、汽水品质合格、投热控自动装置、调节品质基本达到设计要求。其间，机组须连续运行不得中断，平均负荷率应按《验收规程》考核。 300 MW 及以上的机组，应连续完成 168 h 满负荷试运行； 300 MW 以下机组的满负荷试运一般分 72 h 和 24 h 两个阶段进行。满负荷试运行后方可移交生产单位进

行试生产。

zhengli meiqihua lianhexunhuan

整体煤气化联合循环 (integrated gasification combined cycle, IGCC) 把煤气化和燃

气-蒸汽联合循环发电系统有机集成的一种洁净煤发电技术。在IGCC系统中,煤经过气化产生合成煤气,经净化处理的煤气燃烧后驱动燃气透平发电,利用高温排气在余热锅炉中产生蒸汽驱动汽轮机发电。为了制备并净化煤气,IGCC中还设置了空气分离设备(用于制氧供气化用,简称空分设备)和煤气除尘、脱硫设备。对采用空气作气化介质的IGCC系统一般不设置空分设备。这种发电系统也可以采用石油焦和生物质等作为燃料。

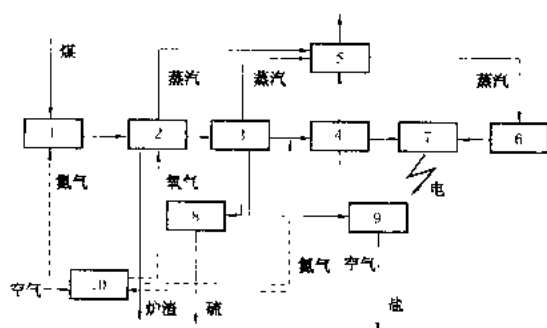


图1 IGCC的工艺流程示意图

1—煤气制备输送；2—煤气化炉；3—粗煤气冷却及净化；4—燃气轮机；5—余热锅炉；6—汽轮机；7—发电机；8—硫回收；9—废水处理；10—空分设备

工作原理 典型的IGCC工艺流程如图1所示,煤经过处理后送入气化炉。气化过程所需的氧气来自空分设备。出气化炉的粗煤气显热被回收利用以产生蒸汽(蒸汽送入余热锅炉中去过热),然后粗煤气通过除尘、脱硫处理进入燃气轮机燃烧室,燃烧产生的高温燃气驱动透平发电。燃气透平排气的热能在余热锅炉中被回收,将给水加热成为蒸汽,用以驱动汽轮机发电。此外系统还包括硫回收设备、灰渣系统和废水处理设备。

发展简史 IGCC是70年代西方国家在石油危机时期开始研究和发展的—种技术。世界上第一个工业规模的IGCC机组是1972年在德国克尔曼(KDV)电厂内建成的,容量为170MW,采用鲁奇(Lurgi)固定床气化工工艺,用西门子(Siemens)公司的V93型燃气轮机,组成增压锅炉型联合循环。该机组完成预定试验后于70年代末停运。

世界上第一个完整地进行工业性试验研究的IGCC机组于1984年在美国加州冷水(Cool Water)电

厂建成。该机组采用德士古(Texaco)气流床气化工工艺和GE公司7E型燃气轮机,组成余热锅炉型联合循环,机组净功率为93MW。1984年至1989年曾对4个煤种进行了一系列试验研究,证明了IGCC发电工艺的可行性。尤其是污染物排放很小,被誉为当时“世界上最清洁的燃煤电站”。但由于该机组的示范性质,目的仅为了验证IGCC发电工艺,机组效率不高(31.2%, HHV),投资较大(单位造价US\$2828 kW)。在Cool Water电站的试运过程中,美国在路易斯安那(Louisiana)州的道(DOW)化工厂也建设了一座IGCC示范机组(LGTI),它采用德士古(Destec)气流床气化工工艺,气化炉的耗煤量为2200 t/d。燃气轮机的当量功率为160 MW。该机组从1984年4月投运,至1994年3月停运,累计运行了33637h,它是目前世界上运行时间最长的IGCC机组。

由于90年代世界上研制出一批高性能燃气轮机,使IGCC机组的效率达到40%以上,在热力性能上可以与传统的燃煤发电机组相竞争,从而促进了IGCC技术的发展。90年代世界上先后建设了4台大容量(200 MW以上)IGCC机组,见表1。

表1 已建成的4台IGCC机组

国 家	荷 兰	美 国	美 国	西 班 牙
电 厂	比赫讷姆	沃巴什河	坦帕	普埃托拉诺
投运时间	1994	1995	1996	1997
净功率(MW)	253	265	250	300
净效率(%, LHV)	43	40	42	45
气化炉型	Shell	Destec	Texaco	Prenflo
气化炉容量(t/d)	2000	2500	2000	2640
气化炉台数	1	2 (一开一备)	1	1
燃机型号	V94.2	GE-7FA	GE-7FA	V94.3
燃机功率(MW)	156	198	192	190
煤气净化方式	湿法	干法除尘 湿法脱硫	湿法+10% 干法示范	干湿法除尘 湿法脱硫
汽轮机功率(MW)	128	104	121	145

这4台机组分别采用了四种不同的气流床工艺,在煤气净化工艺和整体化程度等方面也有区别,反映了当今世界不同IGCC发电技术的水平。这4台机组在完成示范运行后,将投入商业化运行。它们的成功运

行已为 IGCC 技术的发展提供宝贵的经验。

准备建设或正在研究的还有其他一些 IGCC 项目,将对流化床气化工艺、以空气为气化剂的气流床气化工艺等 IGCC 相关技术进行研究和试验。美国的洁净煤技术示范计划 (CCT) 中的洁净能源示范项目 (clean energy demonstration project) 采用 BG/L 熔渣固定床气化工艺, IGCC 系统与熔融碳酸盐燃料电池 (MCFC) 结合在一起, IGCC 净功率为 477MW, 燃料电池功率为 1.25MW。该项目用来示范采用这种固定床气化炉的大容量 IGCC 机组的可靠性、可用性和可维修性,以及用煤气作燃料的熔融碳酸盐燃料电池的可运行性。此外,正在建设的还有美国的派龙派因 (Pinon Pine) IGCC 项目 (CCT 计划项目) 和德国的柯伯瑞 (Kobra) IGCC 项目等。日本在对 IGCC 工艺进行试验研究时,采用空气气化技术以降低厂用电消耗,同时采用高温 (400℃ 水平)、干法煤气净化技术,以实现更高的机组供电效率。

国外有关研究机构根据 IGCC 系统中各项主要技术的发展水平,将 IGCC 技术的发展划分成三个阶段,即所谓第一代、第二代和第三代 IGCC。第一代、第二代 IGCC 技术的代表机组分别为美国 Cool Water 电厂的 IGCC 机组、美国坦帕 (Tampa) 电厂和荷兰比赫纳姆 (Buggenum) 电厂的 IGCC 机组。第三代 IGCC 将通过技术改进和优化使得性能和经济指标都大大提高。IGCC 的先进性主要以燃气轮机的初温为标志,对煤气进行干法高温净化可以提高 IGCC 的效率,气化炉供煤方式是否作为划分第二代、第三代技术的主要因素目前尚有分歧。关于各个阶段的主要技术特征列于表 2。这一划分可供参考。

表 2 IGCC 技术的若干发展阶段

	实现年代	气化炉供煤方式	煤气净化方式	蒸汽循环	燃机初温 (℃)	净热效率 (%)	
						HHV	LHV
第一代	80 年代	水煤浆	低温湿法	单压	1066	30~35	
第二代	90 年代	水煤浆或干粉	干、湿法	双压再热	1288	40~45	42~47
第三代	2010	干粉	高温干法	双压或三压再热	1427	50~53	52~55

技术特点 IGCC 技术的主要优点是先进的热力和卓越的环保性能。

热力性能 从热力循环理论得知,在采用先进燃气轮机技术的条件下,余热锅炉型联合循环的效率是最高的。目前以天然气为燃料的联合循环机组的净热效率已达 58.5%,不久可生产出净热效率超过 60% 的联合循环装置。IGCC 就是以煤气代替天然气的余热

锅炉型联合循环机组,所不同的是煤在气化和净化过程中存在一定的热损失,而且厂用电率较高,因而使 IGCC 的热效率低于烧天然气联合循环的热效率。但是随着煤气化工艺、煤气净化工艺的改进和 IGCC 整体技术的提高,热损失和厂用电率都会逐渐减小,再加上燃气轮机技术的不断发展,IGCC 的热效率将进一步提高。采用 GE 公司 9H 型燃气轮机,并经过优化设计的 IGCC 方案的净效率预期可以达到 51%。与常规蒸汽发电机组相比,IGCC 的热力性能主要依赖于燃气轮机技术的发展,而燃气轮机的初温和效率提高很快 (平均每年提高约 10℃),所以 IGCC 的高效节能潜力很大。

环保性能 IGCC 对污染物的处理是在高压、高浓度、小流量的煤气中进行的,所以净化效果好,而且处理费用低。而其他燃煤发电技术 [如增压流化床联合循环 (PFBC-CC) 发电和常规燃煤发电 (PC)] 是对大流量、低浓度的烟气进行处理的。IGCC 的排尘量为常规电厂袋式除尘后的 1/3 左右,为美国环保局标准 (NSPS) 的 1/10 量级。IGCC 的排气脱硫率可达到 98% 以上,甚至更高,并且能获得可出售的副产品元素硫或硫酸。因为在燃气轮机中燃用煤气,IGCC 工艺本身 NO_x 的排放就很低,在采用氮气回注、煤气饱和措施后,可以有效降低燃气轮机燃烧室火焰温度,抑制 NO_x 的形成。排气中 NO_x 含量在 20×10⁻⁶ 容积百分比以下。IGCC (气流床) 的灰渣为无浸出、无毒害、可利用的熔渣。图 2 是 IGCC、PC、PFBC 等发电技术的污染物排放量与 NSPS 标准的比较,它反映出 IGCC 技术具有很好的环保性能。

此外,IGCC 技术还有节水和综合利用等优点。IGCC 机组的耗水量比常规蒸汽发电机组少 30%~50%,这对许多缺水地区有利,也适合于矿区建设坑口电站。IGCC 可以设计成多联产系统,能同时生产电、热、燃料气和化工产品,使煤炭资源得到综合利用。

目前 IGCC 技术的主要缺点是:建厂的单位容量投资费用较高;系统复杂;运行可用性相对偏低;负荷适应性较差;目前 IGCC 技术的成熟性不如常规火力发电,但已接近商业化。

IGCC 的工艺技术组成 IGCC 的工艺技术组成包括煤气化工艺、煤气净化工艺、燃气轮机技术、余热锅炉和蒸汽轮机、空分工艺及系统和 IGCC 热力系统。

煤气化工艺 气化炉是煤与气化剂在其中发生化学反应以生产煤气的设备,它是 IGCC 的主要设备之一。根据气化介质不同可以将气化工艺分为两大类:氧气气化和空气气化。根据气化过程中气流的流动形式,

可以将气化工艺分为三大类：固定床气化、流化床气化和气流床气化。

污染物，以满足燃气轮机的要求和环保排放的要求。按净化过程煤气温度分为低温净化（250℃以下）和高温净化（400~600℃）。

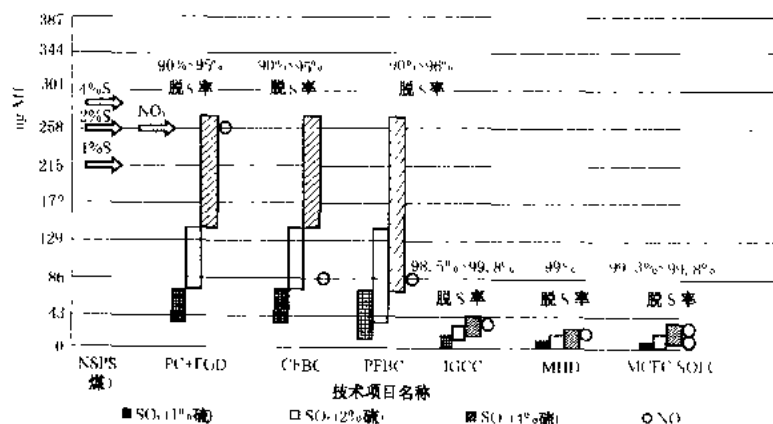


图2 IGCC、PC、PFBC等发电技术的污染物排放量与NSPS标准的比较

FGD—烟气脱硫；CFBC—循环流化床燃烧；PFBC—增压流化床燃烧；MHD—磁流体发电；SOFC—固体氧化物燃料电池；MCFC—熔融碳酸盐燃料电池

在目前的大容量IGCC机组中普遍采用气流床气化炉。气流床气化炉可分为水煤浆进料气化炉和干粉进料气化炉。Texaco和Destec炉是水煤浆进料，氧气气化；Prenflo、Shell和GSP炉是干粉进料，氧气气化；ABB—CE炉（和日本正在开发的气化炉）是干粉进料，空气气化。干粉进料气化炉的煤中水分含量小，使粗煤气中水蒸气含量较低，有利于提高气化炉的冷煤气效率。一般来说，用这种气化炉组成的IGCC方案的净热效率比用水煤浆气化炉组成的IGCC方案高出1~2个百分点。

气化炉出口的粗煤气温度一般都在1000℃以上，应对粗煤气的显热进行合理地回收利用。在目前低温煤气净化技术条件下，粗煤气显热回收利用的主要方式为：用辐射冷却器和对流冷却器将余热锅炉来的饱和水加热成为饱和蒸汽，加热喷到气体饱和器中去的水等。上述辐射冷却器和对流冷却器的工作环境十分恶劣，为了防止运行中发生高温腐蚀，这些冷却器用昂贵的合金钢制作，从而增大了IGCC的投资费用。采用Texaco煤气化工艺时，IGCC的粗煤气显热回收利用还有一种激冷方式，即向气化炉底部喷水以降低粗煤气温度，从而取消气化炉出口的辐射冷却器和对流冷却器。激冷式IGCC的投资费用会减小，但IGCC的效率也相应降低。高效激冷式IGCC通过煤气透平回收煤气的压力能，可以使IGCC效率降低的程度得到缓解。见煤气化工艺。

煤气净化工艺 煤气净化的目的是除去粗煤气中的粉尘、H₂S、COS（羰基硫）、NH₃、HCl及碱金属等

污染物，以满足燃气轮机的要求和环保排放的要求。按净化过程煤气温度分为低温净化（250℃以下）和高温净化（400~600℃）。
煤气低温净化包括煤气低温除尘和煤气低温脱硫，碱金属等杂质一般在低温除尘及脱硫过程中同时被除去。一般的煤气低温除尘工艺包括一级旋风除尘器和一级湿法除尘器。旋风除尘器可以将煤气中98%的粉尘分离出去，然后在下流的湿法除尘器中较细的粉尘颗粒被分离出去。湿法除尘设备的种类包括文丘里管、泡沫塔和湍球塔等。

煤气的低温脱硫分为干法脱硫和湿法脱硫两大类。国际上普遍采用的低温干法脱硫剂是氧化铁外加疏松材料。低温湿法脱硫可以分为物理吸收法、化学吸收法和氧化法三类。目前用于IGCC示范的湿法脱硫工艺有一种，即聚乙二醇二甲醚法（Selexol物理吸收法，吸收剂为聚乙二醇二甲醚）、甲基二乙醇胺法（MDEA化学吸收法，吸收剂为甲基二乙醇胺）以及环丁砜法（Sulfinol物理化学吸收法，吸收剂为环丁砜和烷基醇胺的混合液）。煤气脱硫后再采用硫回收工艺，可得到元素硫或硫酸。

一种，即聚乙二醇二甲醚法（Selexol物理吸收法，吸收剂为聚乙二醇二甲醚）、甲基二乙醇胺法（MDEA化学吸收法，吸收剂为甲基二乙醇胺）以及环丁砜法（Sulfinol物理化学吸收法，吸收剂为环丁砜和烷基醇胺的混合液）。煤气脱硫后再采用硫回收工艺，可得到元素硫或硫酸。

煤气高温净化是将粗煤气在较高的温度下除尘和脱硫，从而有效地降低了煤气净化过程的显热损失。煤气高温除尘设备可分为旋风除尘器、陶瓷过滤器、颗粒层移动床过滤器和金属丝网过滤器等。旋风除尘器一般作为预除尘设备。目前高温陶瓷过滤器被认为是最有前途的高温除尘设备。煤气高温脱硫是通过金属氧化物的粒状脱硫剂与煤气中的H₂S反应来进行的。脱硫剂的种类很多，其中Fe-Zn系和Ti-Zn系脱硫剂最有发展前途。煤气高温净化技术目前尚属于研究开发阶段，离商业化应用还有一定的距离。发展煤气高温净化技术的推动力来自其能有效提高IGCC的效率，与煤气低温净化技术相比，它能使IGCC的净效率提高0.7~2.0个百分点。参见煤气净化工艺。

燃气轮机技术 燃气轮机是IGCC的关键设备之一。在进行IGCC方案设计时，必须首先进行燃气轮机选型并确定其工况点，在此基础上才能对IGCC的煤气化、煤气净化系统、空分设备以及蒸汽系统进行设计。

在IGCC中燃气轮机的燃料是合成煤气，其热值比天然气的热值低得多，致使进燃气轮机燃烧室的燃料流量增加，因此燃气轮机的热力参数和工况点将发

生变化(与烧天然气时的工况点不同)。为了适应燃气轮机工况点的变化,有时需要关小压气机的进口可转导叶,必要时对燃气轮机的部件进行改造。

为了降低IGCC的 NO_x 排放量,目前采取两种方法。一种方法是对合成煤气进行加湿饱和,即在燃烧室的上游设置饱和器,通过向其中喷射一定量的水,使煤气中的水蒸气含量达到饱和。另一种方法是氮气回注,即把空分设备中分离得到的氮气增压后供向燃气轮机燃烧室。有时这两种方法被同时采用。对合成煤气饱和与氮气回注的目的都是为了把燃气轮机燃烧室的燃烧温度控制在一定温度以下,以减少热力型 NO_x 的生成量。

为了进一步提高燃气轮机的性能,正在以下几方面进行开发研究:①开发新型合金材料和叶片涂层工艺,并改进透平冷却技术、提高冷却效果,以提高透平初温;②利用可控扩压原理和三元流理论优化设计高压比压气机及大焓降透平;③开发干式低 NO_x 燃烧器和燃烧室。见燃用低热值煤气的燃气轮机。

余热锅炉和蒸汽轮机 余热锅炉是回收燃气轮机的排气余热,以产生驱动汽轮机发电所需蒸汽的换热设备。在IGCC中煤气的显热回收也产生部分高压或中压饱和蒸汽,这些蒸汽被送入余热锅炉的蒸汽系统。因此IGCC的余热锅炉具有显著的热力特点。在进行余热锅炉设计时应应对受热面进行适当调整,即高压蒸发受热面相对减小,同时高压过热器和省煤器受热面相对增大;设计中考虑的另一个问题是燃料切换问题,当机组燃用天然气时,省煤器和蒸汽过热器的工质流量下降幅度较大,使工质在这两个受热面的温升增大,应采取限制措施限制过热器超温和省煤器沸腾。

按压力等级余热锅炉可以分为单压、双压、三压和双压再热、三压再热式共五种。随着压力等级的增加,烟气携带的能量利用得愈充分,但同时却伴随着受热面积增加和系统复杂、投资费用上升的缺点。采用再热可以提高蒸汽循环的平均吸热温度,有利于提高蒸汽系统的热效率。按水循环方式余热锅炉可以分为自然循环和控制循环两种。一般自然循环余热锅炉设计成卧式结构,控制循环余热锅炉设计成立式结构。这两种不同结构余热锅炉各有其优缺点。(见联合循环余热锅炉)

在IGCC中使用的蒸汽轮机与常规的蒸汽轮机是相类似的,但也有自己的特点:①回热系统很简单,甚至没有回热抽汽;②由于低压力等级蒸汽的回注,排向凝汽器的蒸汽流量一般比汽轮机的主蒸汽流量大;③蒸汽轮机采用滑压运行方式,而不采用调节级;④为了满足快速启动的要求,在蒸汽轮机的结构上采取了相应的措施;⑤蒸汽轮机的容量和参数由余热锅炉的热

力计算和IGCC系统的总体匹配来决定,不是标准件设备。

空分工艺及系统 在气流床气化工艺的IGCC中一般都设置专门的空分设备。空分设备采用传统的低温分离技术,基本原理是用人工制冷方法将空气冷却成液态,然后通过精馏工艺把液态空气分离成氧气和氮气。空分设备主要由空气净化、空气液化循环和精馏三个环节组成。

空气净化的目的是除去空气中的少量水蒸气、 CO_2 、 C_2H_2 、灰尘等杂质。空气首先经过面式过滤器除去其中的固态杂质,然后进入空气压缩机。压缩后的高压空气将依次通过氨水预冷器和分子筛,以除去其中的固态杂质。氨水预冷器的主要功能是降低进入冷箱的空气温度,以减小空气中水蒸气的含量,有利于减轻下游分子筛的吸附量负荷;同时氨水预冷器也有进一步除尽空气中微小固态尘埃的作用。分子筛则是利用物理吸附原理,将空气中的 CO_2 、 C_2H_2 等气体杂质和剩余的水蒸气除尽,为冷箱提供洁净的空气。

空气液化循环由一系列必要的热力过程组成,其作用在于使空气冷却到所需的低温,并补偿系统的冷损,以获得低温液化空气。常用的获得低温的方法主要有压缩空气节流和膨胀机内气体膨胀两种方法,相应的空气液化循环则有节流液化循环和带膨胀机的液化循环。空气液化循环的热力过程是:空气首先被等温压缩以提高压力,然后用分离出来的低温气体冷却到很低的温度,低温空气再经节流而部分液化,分离出的低温气体被入口空气复热到接近环境温度而排出。经膨胀机膨胀后的降温效果要比节流降温效果大得多,因此从制冷量及单位能耗来看,带膨胀机的空气液化循环比单纯的节流循环经济。

根据氮气和氧气的蒸发温度不同,用精馏的方法可以将液化空气分离成氮气和氧气。空气的精馏过程在精馏塔中进行,非平衡状态下的氮氧混合物的上升蒸气与下流液体接触,蒸气和液体浓度将不断变化,直到它们达到平衡状态为止。由于上升的蒸气温度高于下流液体的温度,接触后液体和蒸气之间就发生热交换。当液相和气相达到平衡时,上升的蒸气中易挥发组分(氮)的浓度将相对增加,下流液体中不易挥发组分(氧)将相对增加。直到最后得到满足纯度要求的氧气和氮气。单级精馏塔分离空气不能同时获得纯氧和纯氮,为了同时获得高纯度的氧、氮产品,必须采用双级精馏塔。

IGCC空分设备的主要产品是高纯度的氧气,以向煤气化炉提供气化剂;同时还生产少量的纯氮气,用来进行煤粉输送、充气和吹扫之用。不同IGCC方案的气化炉要求氧气的纯度不同,空分设备的工艺流程也

有所不同。

在 IGCC 中空分设备的连接方式有独立空分、完全整体化空分和部分整体化空分方式共三种。对独立空分方式,空分设备所需的压缩空气完全由一台专门设置的空气压缩机供给,空气从大气环境中抽取;对完全整体化空分方式,空分设备所需的压缩空气完全从燃气轮机的压气机出口抽取;对部分整体化空分方式,空分设备所需的压缩空气一部分由专门设置的空气压缩机供给,另一部分从燃气轮机的压气机中抽取。根据不同的方案设计要求,空分设备所得的非纯净氮气部分或全部回注燃气轮机燃烧室。随着 IGCC 空分整体化程度的提高,IGCC 的热经济性也相应提高。但是完全整体化空分方式 IGCC 的运行灵活性却受到限制。目前在 IGCC 方案设计时倾向于采用部分整体化空分方式。

IGCC 的热力系统 IGCC 系统十分复杂,各子系统之间存在着热量和工质交换。如煤气化用蒸汽来自余热锅炉的汽水系统;采用非独立空分方式时,分离出的氮气可以部分或全部回注燃气轮机的燃烧室;煤气显热回收系统把来自余热锅炉的给水加热成饱和蒸汽再返回汽轮机做功等。因此“整体化”是 IGCC 系统的显著特点。IGCC 的整体化概念表示 IGCC 中有关部件联系的紧密性,主要表现在气侧整体化和汽水侧整体化。气侧整体化包括:①空分系统的整体化,上面已讲过三种空分系统,其中整体化空分系统的整体化程度最高(100%),而独立空分系统的整体化程度最低(0%);②氮气用于煤粉的输送及燃气轮机入口煤气的稀释,或直接送入燃烧室做冷却剂。汽水侧整体化则意味着气化炉和煤气冷却器,以及煤气净化装置的汽水系统与联合循环的汽水系统有机地结合在一起。

IGCC 是多工艺技术的高度集成,涉及到热工技术、煤化工技术和制冷技术。尽管上述每个单项技术都是成熟的,但把这些技术集成在一起构成 IGCC 系统时,在系统设计和设备容量、参数匹配上具有很大的灵活性,因此进行系统优化的潜力很大。系统优化不仅能提高电站的热经济性,而且有利于降低电站投资、提高运行的安全性和可靠性等。

IGCC 系统的复杂性和高度集成性,使得 IGCC 的运行和控制问题变得十分重要。因此研究 IGCC 的启动运行方式和动态特性,制定合理的控制策略,对 IGCC 机组的安全、经济运行很重要。这一点已被投运的 IGCC 电站的经验所证实。

展望 IGCC 是很有发展前途的洁净煤电发电技术,目前它的主要缺点是单位容量投资费用高,在国外的造价为 1500~2000USD/kW。今后降低 IGCC 投资费用的途径有以下几方面:①提高 IGCC 机组的单机

容量,使之达到规模经济的容量水平(500MW 左右);②在技术发展和成熟后,采用干法高温的除尘脱硫工艺;③提高气化炉的冷煤气效率,简化煤气显热回收系统;④发展整体煤气化湿空气透平(IGHAT)发电系统,以省去蒸汽轮机及其系统;⑤技术成熟后转入批量生产。

IGCC 技术研究开发的主要内容如下:

(1) 先进的煤气化系统 多种供料方式气化技术的评估,以便筛选出最佳的供料方式;开发高温测试设备,使气化炉在最佳状态下运行;发展先进的传输式煤气化炉,使冷煤气效率和碳转化率进一步提高。

(2) 先进的气体净化系统 开发煤气高温净化技术,提高 IGCC 的热效率;进行煤气的超净化,以便使燃料电池与 IGCC 系统整体化;碱金属和其他微量杂质的脱除。

(3) 多联产和综合利用 燃料电池与 IGCC 组成整体化系统,以提高效率;用煤气生产多种化工产品;提高灰渣的质量,以便更好的利用;回收高纯度的硫。多联产还可改善 IGCC 机组的调峰性能,提高运行灵活性。

(4) 气体分离技术 从煤气中分离氢气,供燃料电池或工业用;分离 CO_2 并回收;发展空气的膜分离技术,简化空分设备并降低厂用电率。

(5) 一体化设计技术 IGCC 系统分析与优化综合,提高整体系统的综合经济效益。

IGCC 发展的近期目标是:使 IGCC 机组的单机容量达到 500~550MW、净效率达到 48%~50%,污染物排放是 NSPS 的 1/10。IGCC 的远期目标是:使 IGCC 机组净效率达到 60%左右,污染物和温室气体排放量更低。未来 IGCC 将具有很高的能量转化效率、资源利用率和广阔的应用前景。

参考书目

- 焦树建,整体煤气化燃气-蒸汽联合循环(IGCC),北京:中国电力出版社,1996
陈文敏,李文华,徐振刚,洁净煤技术基础,北京:煤炭工业出版社,1997

znenghuo

正火 (normalizing) 将钢件加热到上临界点(A_{c1} 或 A_{cm})以上 40~60℃或更高的温度,保温达到完全奥氏体化后,在空气中冷却的一种简便经济的热处理工艺,俗称常化。其主要目的是细化晶粒以改善钢的力学性能,并可作最终热处理用,如 20G 碳钢锅炉管常用正火代替退火以获得较好的综合性能。它还可用于改善组织以改善钢的切削加工性能,如使低碳钢或低合金结构钢消除因退火后有较多的铁素体发生黏

刀现象,消除过共析钢出现的网状碳化物为球化退火做好准备,以及可作为中碳钢或合金结构钢淬火前的准备热处理和淬火返修件预处理等。

zhicheng fangshi yu huaxiao xitong

支承方式与滑销系统 (type of support & sliding key system)

静子部件的支承定位和热膨胀位移时导向用的各种键销的总称。其主要功能是严格保持各静子部件之间的相对位置和维持静子与转子中心线一致,并使静子和转子按规定方向热膨胀(或冷收缩)顺畅,无卡涩。

汽缸支承方式 汽缸一般采用中分面支承和非

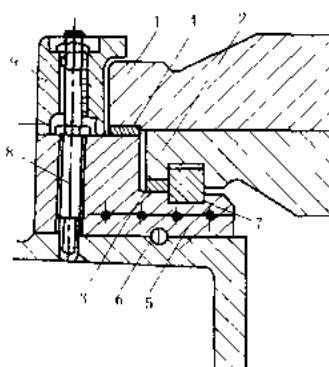


图1 上缸猫爪中分面支承
1—上缸猫爪; 2—下缸猫爪; 3—安装垫铁; 4—工作垫铁; 5—水冷垫铁; 6—定位销; 7—定位键; 8—紧固螺栓; 9—压块

中分面支承两种方式。高中压缸前后均借助于两侧伸出的猫爪支承在轴承座上,上猫爪结构属于中分面支承方式(图1),下猫爪结构有中分面支承与非中分面支承两种形式(图2)。显然,中分面支承方式优于非中分面方式,在运行中有利于汽缸中心线始

终保持一致。

汽轮机的低压缸由于温度低,尺寸、重量大一般不采用猫爪结构,而采用将下缸伸出的支承面直接支承在基础台板上,如350 MW汽轮机组低压缸由两侧各5块基础台板直接支承。低压缸的支承面一般比汽缸中分面低,因此当低负荷时汽缸过热使转子与汽缸的

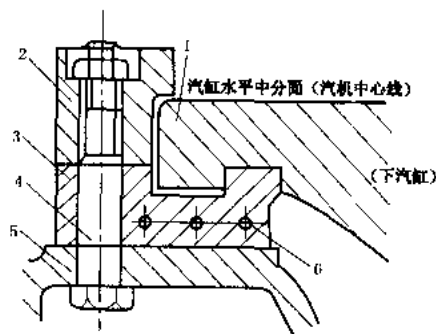


图2 下缸猫爪支承

1—猫爪; 2—压块; 3—支承块;
4—紧固螺栓; 5—轴承座; 6—水冷却孔

心度发生变化(图3)。

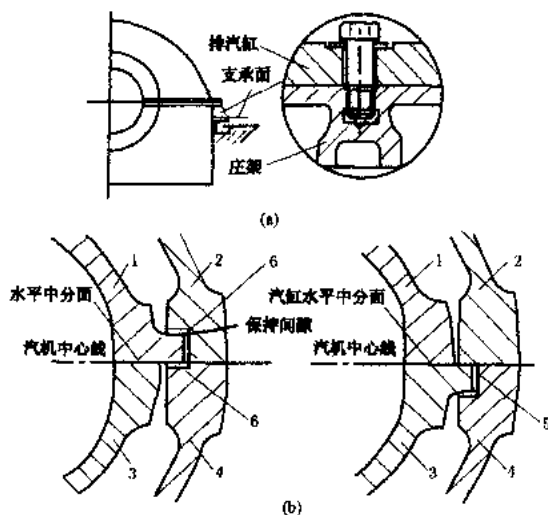


图3 低压缸支承

(a) 低压外缸支承; (b) 内缸在外缸中的支承

1—内缸上半; 2—外缸上半; 3—内缸下半;
4 外缸下半; 5—支承垫片; 6—垫块

汽缸内部部件的支承 高、中压内缸的支承方式亦有中分面支承与非中分面支承两种方式。中分面支承可保证汽缸与转子的同心。

高、中压内缸均在进汽管中心线上设置两侧搭爪,并放在外缸加工出的槽内。内缸相对于外缸的死点即在此中心线与汽缸中心线交点处。排汽端搭爪可自由

膨胀,仅放在槽内起导向作用。高、中压内缸下缸搭爪非中分面支承方式(图4),便于安装调试。

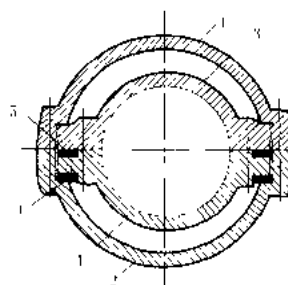


图4 高中压内缸支持方式

1—外上缸; 2—外下缸; 3—内上缸; 4—内下缸; 5 工作垫片; 6—安装垫片

隔板套在汽缸中和隔板在隔板套或汽缸中的支承定位以及喷嘴室的支承定位,其支承面选择在水平中分面或接近水平中分面。支承面处设调整垫片便于调整中心,确保

机组运行时转子与静子中心线一致,维持允许的动、静部件间隙值。

轴承的支承方式 高中压缸的轴承采用落地式,直接安装在基础台板上。两者之间设置纵销与角销以及滑动面,使轴承座在汽缸推动下在台板上自由移动。在角销的作用下,不致翘起翻转。

为了缩短转子长度,减少轴承跨距并保持汽缸、转

子的对中,低压缸的轴承座设置在低压缸的排汽缸上,但亦有采用落地式的。

滑销系统 汽轮机在启动、正常运行和停机时,汽缸各处因温度不同而膨胀各异。设置滑销系统的目的,除了使汽缸可以定向自由膨胀和收缩之外,还要保持汽轮机动静部分之间不致碰磨和转子与静子之间尽可能同心。

滑销系统一般设置在汽缸与基础台板以及汽缸与轴承座之间(图5),其一般由横销、纵销、立销、猫爪横销和角销组成,保证汽缸按规定方向可前后、左右和上下自由膨胀和收缩。

横销 一般设置在低压缸排汽室的横向,左右两侧各装一个[图5(a)],其目的为保证汽缸的横向自由膨胀并起导向作用,形成纵向膨胀死点。

纵销 一般设置在前、中轴承座底部与基础台板的接合面之间的汽轮机轴向中心线上[图5(a)],其目的为保证汽缸和轴承座沿纵向自由膨胀,并起导向和保持汽缸横向对称膨胀的作用。纵销中心线与横销中心线的交点构成汽缸的死点。

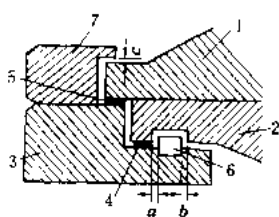


图6 猫爪横销结构

1—上缸;2—下缸;3—平垫;
4—安装垫块;5—工作垫块;
6—横销;7—猫爪压销;
a、b—横销两侧间隙;
c—压销间隙

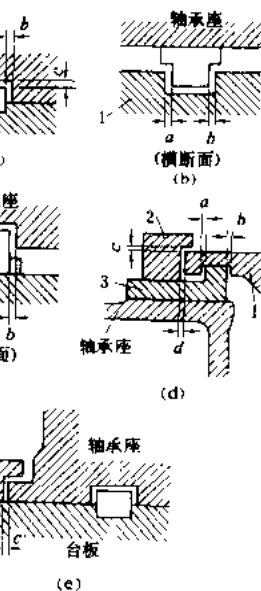


图5 滑销的结构及间隙示意图

(a)纵销或横销;(b)立销(固定于轴承座);
(c)立销(固定于汽缸上);
(d)猫爪横销;(e)角销
1—汽缸;2—猫爪压销;3—猫爪横销

立销 一般设置在高、中、低压缸前后端与轴承座之间[图5(b)、(c)],其目的为保证汽缸垂直上下自由膨胀并起导向作用。立销和纵销共同保持汽缸的轴向垂直中心面不变。

猫爪横销 一般设置在高、中压缸前后轴承的水平接合面与下汽缸或上汽缸端部的猫爪之间[图

5(d)及图6],汽缸搭装在轴承座上,其目的是保证汽缸的横向自由膨胀并起导向作用,同时根据汽缸的胀缩,推动轴承座连同高、中压缸前后移动,以保持汽缸与转子相对位置不变。

角销 又称压板,一般设置在高(中)压缸前后轴承座底部的左右两侧[图5(e)],其目的为保证轴承座与基础台板紧密接触,防止轴承座在汽缸前后猫爪的作用下翻转翘起。

机组的热膨胀 汽轮机静子和转子在起停工况、稳定和瞬态工况时,各部件的温度分布和变化速率不同。一般转子加热和冷却的速率比静子部件快,在热膨胀和冷收缩过程中,动、静部件间存在轴向和径向的相对胀差。为控制胀差和防止动静部件相碰而造成事故,在总体结构设计计算胀差时,通常选择两种膨胀基准点,即静子相对于机组基础的基准点和转子相对于静子(某点)的基准点,分别称其为机组的绝对死点和相对死点。对双层汽缸,还要确定内缸相对外缸的死点。转子相对静子的相对死点只有一个,它通常被选定在转子轴向推力盘处。静子相对于机组基础的绝对死点是静子热膨胀计算的基准点,也是静子膨胀的起始点。对于中小功率汽轮机组,通常为单缸结构,机组轴向尺寸较短,汽缸绝对轴向热膨胀值不大,因此往往采用一个死点,通常设在凝汽器中心线处。对大功率多缸汽轮机,由于机组轴向尺寸长,绝对膨胀值大,机组膨胀时各台板的摩擦力也大,常选择两个死点,将机组沿轴向划分成按不同方向膨胀的段,通常分别布置在两个低压缸处,有利于控制机组相对胀差值及减少汽缸膨胀摩擦阻力,使机组膨胀舒畅。

热膨胀计算是计算静子和转子的轴向和径向热膨胀相对值(又称胀差)。为使热膨胀计算能比较准确反映实际运行情况,除了计算热膨胀外,还应计及静子和转子部件承受载荷后的变形的影响,并应参照已投运的同类型或结构相似的机组在运行中的绝对膨胀值和相对胀差数据作必要的修正。

径向间隙变化和轴向相对胀差不同,因温度引起的变化相对较小。

四缸四排汽口汽轮机的滑销系统见图7。

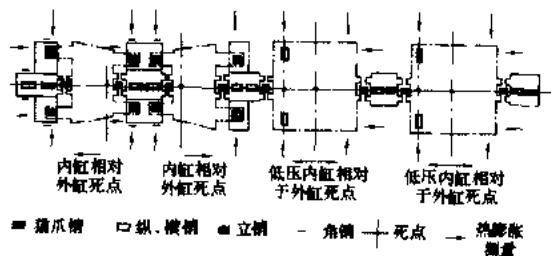


图7 四缸四排汽口汽轮机热膨胀示意

zh: zhoucheng

支持轴承 (journal bearing) 支承转子轴颈减少其转动摩擦阻力的部件。汽轮机中讲到轴承不加说明时专指支持轴承。它承受转子重量(静载荷)和旋转时的不平衡力(动载荷),并使轴心运动轨迹稳定,保证转子的径向位置。汽轮机的支持轴承均用滑动轴承,内表面基本成圆筒形,分上下两半,内衬轴承合金,称为轴瓦。采用压力油润滑。润滑油使用汽轮机油,在轴承中它可在轴颈下形成稳定的油膜,除起润滑作用外,还起到冷却作用,将摩擦产生的热量带走,使轴颈与轴瓦温度不致过高。

工作原理 如图1(a)所示,由于轴承内径略大于轴颈,轴颈与轴瓦之间形成楔形空间。将具有一定压力的润滑油送入其间,因润滑油的黏性和不可压缩性,高速旋转的轴颈将润滑油从楔形间隙的宽口带入窄口,挤压形成油膜,称为油楔,产生的油膜压力可将轴颈抬起,油膜将轴承与轴颈隔开,形成液体摩擦。油膜压力随轴颈表面线速度的提高而增大,轴颈也抬得越高。沿轴承径向的油膜压力分布见图1(b),沿轴向的压力分布见图1(c)。轴颈中心随转速升高而变化的轨迹示于图1(b)中。

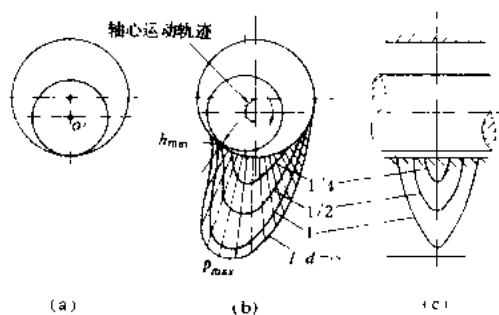


图1 轴承中液体摩擦的建立

(a)轴在轴承中构成楔形间隙;(b)轴心运动轨迹及油楔中的压力分布(周向);(c)油楔中的压力分布(轴向)

向轴承供油的油压为70~120 kPa,温度为35~45℃,由轴承流出的油温正常为55~65℃,最大不应超过70℃。回油经过冷却器降低到正常温度,经过滤后重新进入供油系统。

结构和类型 汽轮机轴承按其支承方式和轴承体外形可分为圆筒形固定轴承和球形自位轴承两种。根据轴承乌金内圆形状,可分为圆柱形轴承、椭圆形轴承、三油楔轴承、可倾瓦轴承和油囊式(袋式)轴承等数种类型。

圆筒形固定轴承 轴承体与轴承座配合的外表面为圆筒形,轴承体由铸铁或铸钢制成,分为上下两半,由螺栓及定位销紧固在一起,用四个调整块在轴承

座中定位,下半轴承三块调整垫铁提供调整转子位置和找中心用,上面一块垫铁提供轴承紧力用,紧力值为0.05~0.15 mm。轴承体内圆面上浇以乌金(锡锑合金或巴氏合金),其质地较软且熔点较低,可以防止轴颈磨损。在轴承下半部侧面开有进油孔,并装有节制流量的节流孔板,调整节流孔直径可改变进油量,使进油和回油温差不超过10~15℃。在上半部轴承乌金表面上开有环形槽道,以利润滑油循环。

自位轴承 轴承体外表面为球形,安装在轴承座球形注窝内。当轴颈倾斜度改变时,轴承体可随之调整,使轴承乌金面和轴颈面保持平行。其他结构与圆筒形固定轴承相同。

圆柱形轴承 适用于小机组,其乌金内圆横截面为圆形,乌金面与轴颈面之间的上部间隙为两侧的二倍,上部间隙可在轴颈的0.0015~0.0035倍选取。

椭圆形轴承

为了提高轴承的稳定性,大机组多采用椭圆形轴承,其内圆为椭圆形,以缩小上部间隙,一般取上部间隙为轴颈的0.0012~0.002倍,每侧间隙为轴颈的0.001~0.002倍或与上部间隙相等(图2)。椭圆轴承加大了两侧间隙,上下瓦都能形成油楔,有利于形成液态摩擦,增大承载能力和稳定性,并使油流量增多,加

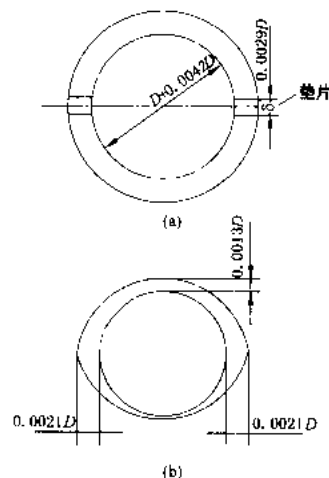


图2 法国AA公司椭圆轴承
(a)加工;(b)安装时顶端
小于侧隙

强了对轴颈的冷却作用,图3为椭圆轴承油膜压力分布图。

三油楔轴承 在上半部轴承有两个固定油楔,下半轴承有一个固定油楔,轴颈在轴承内旋转时带动油在三个油楔中产生三个压力区(图4、图5),下部主油楔的压力起承载作用,上部两个油楔产生的压力使轴运转稳定。另外为了不使三油楔轴承在中分面处将油楔切断,轴瓦中分面必须与水平面成35°角度,这给安装带来不便。

70年代末中国制造的

图3 椭圆轴承
油膜压力分布

125MW、200MW 和 300MW 汽轮发电机组广泛应用三油楔轴承。但实际运行中由于转轴发生偏移,造成对称的三油楔深度不对称,使轴承承载不同,抗振性不对称,致使运行不稳定。实践证明三油楔轴承对高速轻载轴承油膜比较稳定。

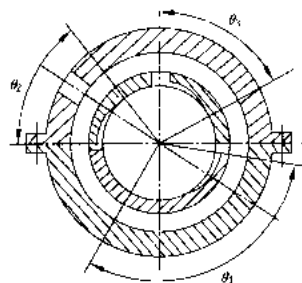


图4 三油楔轴承示意图

可倾瓦轴承 可倾瓦轴承也称密切尔式径向轴承或称自动调节中心式轴承。可倾瓦轴承由三块、四块、六块……甚至十二块带支持点支撑的能自动调整油楔的弧形瓦块组成(见图6)。在油膜的动压力作用下,每个瓦块在支持点上可以单独自动地调整位置以适应转速、轴

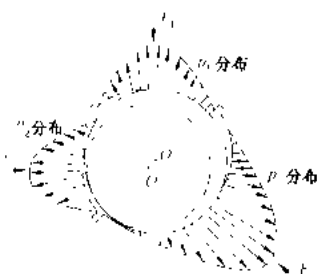


图5 三油楔轴承油膜分布
O—轴心; O'—轴承中心

承载负荷和油温的变化。可倾瓦每个瓦块上的油膜作用力均通过轴颈中心,故可始终保持轴颈中心不变。它没有引起轴心作正进动的切向分量,因此这种轴承有较高的稳定性。它能有效地避免油膜中的自激振荡。对不平衡振动也有很好的限制作用。可倾瓦轴承的摩擦损失小,因此耗功低。但制造较复杂,价格较贵。

油囊式轴承 也称袋式轴承,它由圆筒瓦演变而来。将圆筒瓦在中分面两侧加上厚度为 a 的垫块,以轴颈 φ +油袋深度 d 为直径,车削成一个圆,并在轴承两端各留40 mm宽的阻流边不车削,取出中分面垫块,即为袋式轴承(见图7),它类似椭圆瓦。

油袋深度 d 一般取0.7 mm,圆心上下移动在0.2 mm左右,即垫块厚度 a 大约在0.4 mm左右。

袋式轴承在静态特性方面,具有摩擦耗功小、油流量小、承载能力大等优点;在动态特性方面,在汽轮机转速范围内没有不稳定区,阻尼大、油膜厚、轴承温度低等优点。ABB

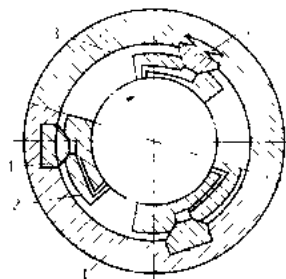


图6 可倾瓦轴承原理图
1—下瓦块; 2—侧瓦块; 3—上瓦块; 4—支点; 5—盘形弹簧

600 MW 超临界压力机组采用了这种轴承。



图7 袋式轴承示意图

轴承稳定性 指轴承抗扰动的能力。转子由轴承支持,中间隔了一层楔形油膜。汽轮发电机组的各转子与相应的轴承油膜以及轴承座等组成一个复杂的弹性系统。当稳定运行时,油膜压力 F 与轴颈施加给轴承的载荷 P 相平衡(图8),轴承中心 o 与轴颈中心 o_1 保持一定的偏心距, oo_1 连线与 F 保持某一角度 θ ,称为偏位角。如一旦这种平衡受到扰动,当油膜中的阻尼足够大时,在扰动过后能自动恢复平衡;如阻尼不足,则原来处于平衡状态下的轴颈中心位置受到油膜压力驱动而在轴承内产生不收敛的涡动,这种现象称为失稳。

一般认为转子工作时,轴颈中心处于较大偏心距和较小偏位角时,其稳定性较高。故增加轴承的比压(轴承单位投影面积上的载荷),调整各轴承的载荷分配,或改变轴承间隙和润滑油黏度等,均可改善稳定性。(见油膜振荡)。

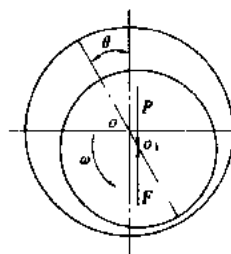


图8 轴颈在轴承中的受力情况示意图

各类轴承的稳定性能不同,一般而言,可倾瓦轴承的稳定性较好,椭圆瓦轴承次之,然后是三油楔轴承、油囊式轴承和圆柱形轴承。三油楔轴承对轴线歪斜比较敏感,且加工复杂,故汽轮机已较少采用。

zhixing jigou

执行机构 (actuator) 以电能、压缩空气或压力油为动力,输出与控制信号相对应的转角或直线位移,以一定转矩或推力推动调节机构,从而完成生产过程参数控制要求的装置,也称执行器。根据采用动力源的不同,通常有电动执行机构,气动执行机构,液动执行机构等。执行机构是自动控制系统的重要环节。它接受来自控制仪表或人工给定的控制信号,对其功率放大,然后转换为输出轴的相应的角位移或直线位移,用以推动各种调节机构,如调节阀、风门挡板等,改变被调介质流量,以完成各种过程参数的自动控制或人工手动控制。执行机构的动作规律通常是线性的,也有采用等百分比型的。其控制信号有连续的电流信

号,也有断续的电压信号或脉冲信号。

目前最常用的执行机构是电信号气动长行程执行机构和电动执行器。

电信号气动长行程执行机构 以压缩空气为动力,可直接接受标准电流控制信号的气动执行机构,具有动作平稳,推力大,精度高,本质防爆,易于实现所要求的控制规律等特点。其多数品种带有断电源、断气源、断电信号的“三断”自锁保位功能,使用安全性高。

图1为气动执行机构原理框图。气动执行机构由自动工作系统和各种辅助装置两大部分组成。前者包括电—气转换器、定位器、气缸、连杆等部件,后者包括手操机构、“三断”自锁装置、阀位变送器、行程开关等。电—气转换器将电流控制信号变为气压控制信号。按力平衡原理工作的定位器和作为动力部件的气缸以及连杆等构成的自动工作系统的功能是实现执行机构的输出角位移与输入控制信号相对应。手操机构用于装置调整和就地应急操作。“三断”自锁装置由气源、电源、电信号的监控回路和断气源时的锁紧装置构成。当上述故障之一发生时,执行机构输出保位,保证设备和运行安全。阀位变送器将执行机构的输出角位移转变为相应的电流信号,行程开关用来发出极限位置的开关量信号。

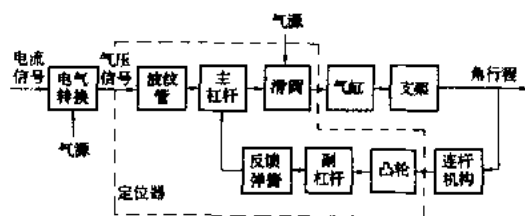


图1 气动执行机构原理框图

功能完善的带“三断”保护的气动执行机构广泛用于各个工业部门。但其结构复杂,维护工作量较大。常见的气动执行机构有仅带断气源保护功能的气动执行机构,气动隔膜调节阀,脉冲电信号气动长行程执行机构等。前两者结构简单,后者采用脉冲控制,安全性好。

电动执行器 分角行程、直行程两大类。根据信号制和全行程时间的不同,又分基型品种和多个派生品种。在自动控制系统中,它们和不同型号电动操作器配合,可实现过程参数的自动控制,控制系统的手动/自动双向无扰切换,中途限位及远方手操等功能。

电动执行器由伺服放大器和伺服机构两大部件配套组成。图2为电动执行器原理框图。它是一个位置自动控制系统。来自控制仪表的控制信号和由位置发送器返回的阀位反馈信号的偏差,经伺服放大器进行功率放大,然后驱动伺服电机,使减速器推动调节机构朝减小偏差方向转动,输出轴最后稳定在与控制信号相

对应的转角位置上,电动操作器的作用是进行控制系统的手动/自动切换及远方手动操作。

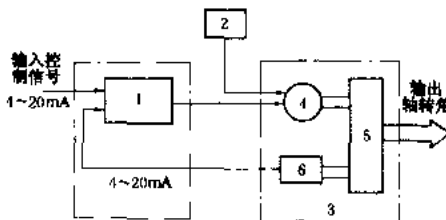


图2 电动执行器原理框图

- 1—伺服放大器; 2—电动操作器; 3—伺服机构;
4—伺服电机; 5—减速器; 6—位置发送器

zaijie ranlei ranqi lunji

直接燃煤燃气轮机 (direct coal-fired gas turbine unit)

用经过适当物理方法处理而未经化学形态转换的煤作燃料的燃气轮机。其主要优势在于: ①以煤为能源,资源丰富; ②直接燃煤,避免了煤在形态转换中的能量损失,热效率高。

关键技术 常规燃气轮机属内燃式旋转动力机械,是以燃料在燃烧室中与空气混合燃烧产生的燃烧产物(燃气)为工质在透平中膨胀做功的。透平因其高温高速的严酷工作条件,要求工质必须相当洁净。对于以煤为燃料的燃气轮机,最主要的问题是燃气中含有较多的灰尘,会磨损并沉积到透平叶片和热通道上去。因此直接燃煤燃气轮机的关键技术是: ①对煤或燃气中灰分的净化处理; ②对透平叶片及热通道的防腐抗磨保护。

技术方案与发展状况 技术方案有多种,现均处于试验开发中。

(1)直接燃烧煤粉的燃气轮机。最早期的燃煤燃气轮机是采用内燃开式循环的煤粉燃烧方案。如:美国1944年开发的3450 hp机车燃气轮机,它是将低灰优质烟煤磨成细粉,以流体形式喷入燃烧室,与压气机出口的空气混合燃烧。燃烧产物—燃气经旋风分离器净化后,进入透平膨胀做功。这种燃气轮机没有得到推广,主要是旋风分离器并不能使燃气净化到符合所要求的标准。

(2)多级液态排渣燃煤燃气轮机。是80年代后期燃气轮机直接燃煤技术在美国取得的突破性进展。其燃烧系统由贫氧与富氧两级燃烧室和冲击式与旋风离心式两级除渣、除尘器组成。燃料是低灰分的普通电站用煤,以干煤粉或水煤浆形式喷入燃烧室。压气机出口的压缩空气分成两部分: 1/3进贫氧燃烧室, 2/3进富氧燃烧室。在贫氧燃烧室内,煤粉在高温还原性气氛下与空气生成可燃性气体与液态熔渣。燃烧产物经冲击

式分离器与旋风分离器两级排渣、除尘。而后,清洁的可燃气进入富氧燃烧室燃烧,产生高温燃气,进入透平做功。该机组系统简单、效率高、污染低。在一定条件下有与IGCC、PFBC-CC相竞争的可能。但这种燃气轮机技术目前还不成熟。

(3) 超净煤燃气轮机。90年代初澳大利亚人罗伯特·劳埃德开发了净煤技术,他把普通发电用煤先磨成粒径 $0.15\sim 2.0\text{ mm}$ 碎粉,然后在蒸发器内浸于氟氢酸(HF)和氟氢硅酸(H_2SiF_6)的吸收溶液内加热,使煤中的灰分(及部分硫分)溶解在溶液中,然后,使除去灰和硫分的煤与溶液分离而得到“超净煤”。超净煤是一种轻质自由流动的颗粒状燃料,含灰量很少,为 $0.1\%\sim 0.4\%$;含硫量是原煤含硫量的 $1/3$ 。经ABB公司检验,认为可以在燃气轮机中直接燃烧。原则上各种煤都可以用这种方法加工成超净煤,但为了减少加工过程能源消耗,原料煤最好是低水、低灰、高硅分的。据经济分析,超净煤价格为每吨84美元,低于原油价格(110美元/t),是一种有良好使用前景的燃气轮机清洁能源。但是,存在使用氟氢酸有可能造成环境二次污染等问题,目前还没有得到工业实践验证。

(4) 外燃式燃煤燃气轮机。为了绕过煤的燃烧产物中灰分等有害成分净化处理这个难点,人们又开发出了外燃式燃煤燃气轮机方案。见外燃式燃煤联合循环。

直流锅炉

直流锅炉 (once-through boiler) 依靠给水泵压头使水一次通过各受热面并全部变为过热蒸汽的锅炉。运行中任何工况变化都会影响直流锅炉汽水系统各点的工质参数,即工质这时在加热、蒸发和过热各设计区段中,都将改变其位置。与自然循环锅炉比较,直流锅炉的主要优点是蒸发受热面布置较为自由;在超临界和亚临界压力下均适用;没有笨重的锅筒和大直径下降管,因而制造运输均较为方便,锅炉金属耗量降低(约节省20%);由于热容量和水容量小,起停迅速,调节灵敏。其缺点为对给水品质和自动调节系统要求较高,汽水系统阻力大,给水泵电耗较大,需备有专门的起动旁路系统,起停炉操作复杂且热损失大。由于系一次贯流,水冷壁出口工质接近饱和蒸汽或微过热,亚临界压力下出现膜态沸腾的可能性增加。另外,对不同的管屏形式,蒸发管内还会出现流动多值性、流动脉动和热偏差过大等各种问题(见直流锅炉水动力特性)。按蒸发系统的不同布置,直流锅炉有三种基本类型:垂直上升管屏式、回带管屏式和水平围绕(或称螺旋围绕)管圈式(见直流锅炉水冷壁管屏)。

垂直上升管屏式直流锅炉最初应用于本生式直流锅炉。其特点是炉膛受热管内的工质总是从下向上

垂直流动,颇似自然循环锅炉中的水冷壁。它又分为一次上升和多次串联上升两种。一次上升是指工质以足够大的质量流速同时流过炉壁四周,又称UP(通用压力)式,它只适用于 $>300\text{ MW}$ 大容量锅炉。多次上升管屏式用于大中容量锅炉,通常均设炉外下降管,炉内工质仍由下向上流动,以维持管内工质必需的质量流速。

另有一种FW式大容量直流锅炉,其炉膛下部高热负荷区为2~3次串联上升管屏,以求得较高的质量流速,炉膛上部低热负荷区则为一次上升管屏。

垂直上升管屏式便于采用全焊膜式水冷壁的全悬吊结构,安装组合率高;但对变压运行的适应性甚差,炉内高热负荷区须采用内螺纹管。

回带管屏式直流锅炉最初用于瑞士苏尔寿式锅炉,故常称苏尔寿式直流锅炉。其特点是炉膛受热管由多行程迂回管圈组成。按迂回方式,可分为水平回带和垂直回带两种。

回带管屏式无炉外下降管,节省金属;进、出口联箱间管线很长,热偏差大;不便于采用全焊膜式水冷壁,结构复杂。垂直回带式不便于疏水、排气,对变压运行适应性差,已很少采用。

水平围绕管圈式直流锅炉始用于前苏联拉姆辛式直流锅炉,常称拉姆辛式直流锅炉。其特点是由多根平行管组成的管带沿炉壁四周围绕而上,故也称螺旋围绕式直流锅炉。通常为二面水平,一面倾斜上升;或是二面水平,二面倾斜上升,也有沿炉壁四周全倾斜环绕而上的。依据锅炉容量,为了限制平行管数目和管带宽度,可分成几个平行管带。

水平围绕管圈式无炉外下降管,节省金属;管带沿炉壁四周盘旋上升,故热偏差小;水动力稳定性较好;便于疏水和排气,适于变压运行。其主要缺点为锅炉悬吊结构复杂,安装时焊口工作量大,组合率低。

60年代以后,随着上述三种管圈型式的相互揉合,一种炉膛下部为水平围绕管圈,上部为垂直上升管屏的大容量直流锅炉得到推广应用。

直流锅炉模拟量控制系统

直流锅炉模拟量控制系统 (modulating control system of once-through boiler) 使直流锅炉适应负荷需要,同时维持锅炉安全经济运行的控制系统。具体任务是使锅炉的蒸发量和负荷要求相适应;保持过热蒸汽温度、压力和再热蒸汽温度在一定范围之内;保证炉膛燃烧的经济性和安全性。包括给水控制系统;燃烧控制系统;过热和再热汽温控制系统等。

直流锅炉的控制特点 直流锅炉的汽水系统与锅

筒锅炉有很大差别。尤其是无汽水分离装置的直流锅炉,它的给水沿汽水管路被加热至过热蒸汽依次可分为加热段、蒸发段(也称过渡段)和过热段,但各段之间没有固定的分界。炉膛燃烧工况的改变或工质吸热情况的改变都会引起各段长度的改变,各段间分界面的位置会前后移动。因此,从运行控制上来看,直流锅炉的给水控制、燃烧控制和过热汽温控制之间紧密地联系在一起而不像锅筒锅炉那样可以组成三个相对独立的控制系统(见锅筒式锅炉模拟量控制系统)。

直流锅炉正常运行时,它的给水流量和燃烧率应随时保持适当比例。否则将会引起过热汽温的较大变化。因此当负荷要求改变时,应使给水流量和燃烧率同时按比例改变;而当负荷要求不变时,应能及时消除给水流量和燃烧率的自发扰动,在满足负荷要求的同时,保持过热蒸汽温度基本不变。直流锅炉也有过热汽温控制系统,一般用喷水减温,但是直流锅炉的过热汽温主要依靠保持给水流量与燃烧率之间的恰当比例来控制,喷水减温只是暂时的调温手段。

直流锅炉的动态特性 直流锅炉的主要控制手段是给水流量和燃烧率,主要的扰动是负荷变化。因此,直流锅炉的动态特性可以锅炉主要运行参数对这个三个输入量的响应特性表示之(图1)。

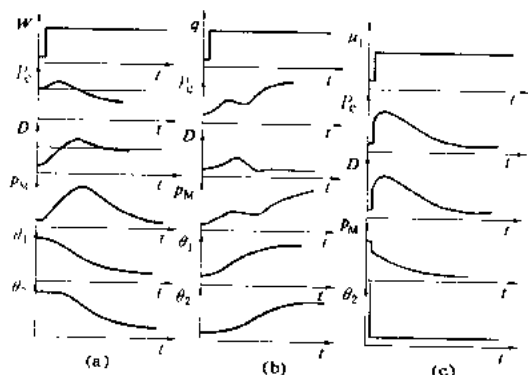


图1 直流锅炉阶跃响应曲线

(a) 对给水流量的阶跃响应特性；(b) 对燃烧率的阶跃响应特性；(c) 对汽轮机调节阀开度的阶跃响应的特性

W —给水流量； q —燃烧率； μ_T —汽轮机调节阀开度； P_M —机组功率； D —锅炉蒸发量； p_M —主汽压力； θ_1 —过热段进口微过热汽温； θ_2 —锅炉出口过热汽温

对给水流量的阶跃响应特性[图1(a)] 给水流量阶跃增加时,蒸发量立即开始改变,动态过程中蒸发量的增大有一定的惯性,最终保持与给水流量相平衡。响应曲线上两块面积之差等于锅炉内部增加的工质储存量。蒸发量增加的同时,汽压与机组功率也增加。因燃烧率未变,出口汽温将下降,但其响应迟延较大,达200~300 s。当汽温下降时,汽压和机组功率下降。最

终,机组功率因汽温下降,效率变差而略低于原来值。过热段进口的微过热汽温与出口过热汽温的变化方向是一致的,但响应迟延短得多,约50~100 s。

对燃烧率的阶跃响应特性[图1(b)] 燃烧率变化是指燃料、送风和引风的同时改变。当它阶跃增大时,使工质的吸热量增加。虽然在动态过程中锅炉的蒸发量有所增加,但因给水流量未变,蒸发量最终仍回复至原有值。蒸汽温度因过热段伸长而提高,有较大的迟延,迟延时间与给水流量扰动时差不多。汽压和机组功率在动态响应的初始阶段因蒸汽流量的暂时增加而增大,随后又因汽温的提高而增加,呈现有波动的形状。由于直流锅炉的蓄热能力较小,因而在燃烧率改变时汽压和机组功率的变化幅度较大且响应较快。中间点微过热汽温的变化方向和出口过热汽温一样,迟延时间较短,和给水流量扰动时差不多。

对汽轮机调节阀的阶跃响应特性[图1(c)] 汽轮机调节阀阶跃开大时,汽压一开始就快速下降,测点愈靠近汽轮机,下降幅度愈大。然后再缓慢下降至新的平衡值。最终压力的减小值近似等于汽轮机调节阀开大所减少的阻力压降。由于汽压的降低,锅炉放出部分蓄热,使蒸发量和机组功率增大。因给水流量与燃烧率未变,故蒸发量和机组功率最终仍回复至原来值,而汽温基本上保持不变。直流锅炉的蓄热能力小,所以动态过程中靠降低汽压所产生的附加蒸汽功率是比较少的。

直流锅炉控制系统 控制系统的设计按如下基本原则进行:给水流量和燃烧率的协同控制来保证锅炉的负荷和基本维持汽温,并以汽温来检验两者的匹配比例是否适当。燃烧控制系统与锅筒锅炉基本相同。

图2为直流锅炉控制系统框图举例。它是按“负荷要求—给水”、“负荷要求—燃料”的方式来实现两者的协同控制。用迟延较小的中间点微过热汽温来校正燃料量,以保证它和给水流量的适当比例。出口过热汽温由喷水作为补充的控制手段,“负荷要求”可以是锅炉

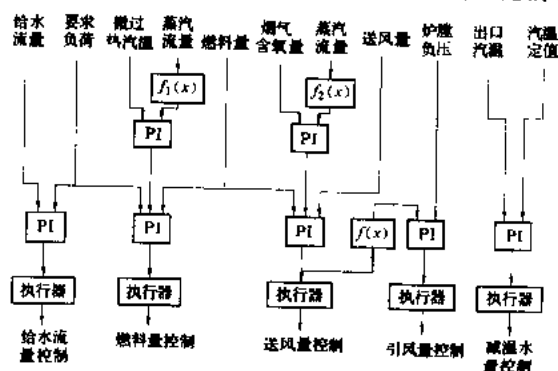


图2 直流锅炉控制系统框图

的负荷设定值或单元机组协调控制系统来的锅炉负荷指令。当该信号改变时,控制系统同时调整给水流量和燃烧率。其中燃烧率是由燃料、送风、引风三个子系统来保证的。只要给水流量和燃烧率的配合比例适当,中间点微过热汽温保持与定值相等,否则它通过PI控制器输出去进一步校正燃烧率。因此,稳态时,给水流量(即锅炉蒸发量)与负荷的要求相一致,中间点微过热汽温、烟气含氧量、炉膛负压均等于设定值。由于给水量和燃烧率成适当比例,出口过热汽温变化是不大的。微过热汽温设定值和烟气含氧量设定值是随锅炉负荷而改变的。故系统框图中以蒸汽流量通过函数发生器 $f_1(x)$ 、 $f_2(x)$ 分别得到相应的设定值。

直流锅炉的控制系统还可能其他的型式,它们的主要不同之点是:①给水流量与燃烧率的配合方式。②检验给水流量与燃烧率配比的校正信号的选取。

(1) 给水流量与燃烧率的配合:除图2的方式外,还可以有“负荷要求—给水”、“给水—燃料”、用汽温校正燃料,或“负荷要求—燃料”、“燃料—给水”,用汽温校正给水,用功率偏差或汽压偏差校正燃料量。

(2) 检验给水流量与燃烧率匹配比例的校正信号:除微过热汽温外,还可采用加热段某点的水温、微过热蒸汽焓值或蒸发段某点工质密度等。这些信号对给水量或燃烧率变化的动态响应延迟较微过热汽温小,但信号的获得较为困难。

参考文献

张法文, 直流炉单元机组自动调节系统, 北京: 水利电力出版社, 1986

直流锅炉启动

(once-through boiler start-up)

直流锅炉从点火到带满负荷的整个过程。与自然循环锅炉相比,直流锅炉无厚壁容器锅筒,启动所需时间较短,一般约2h左右即可完成。组成单元机组时,机组的启动速度和时间主要受汽轮机的限制。另外直流锅炉在点火前就需在水冷壁中建立起一定的启动流量(约30%额定蒸发量)以保证点火后水冷壁受到足够的冷却,此时从水冷壁甚至过热器流出的只是热水或汽水混合物,不允许进入汽轮机,为此必须配置启动旁路系统。

启动旁路系统,主要指启动分离器及与之相连和并连的汽水管、阀门等,严格说还应包括高、低压旁路系统,设置旁路系统可缩短启动时间和保护再热器不致超温。启动分离器一般设在水冷壁的出口,其作用是:①为启动过程中在水冷壁管内建立起一定流量创造条件;②回收启动过程排出的工质及其热量;③有

利于过渡到纯直流运行。按启动分离器的布置位置和疏水循环方式,启动旁路系统有不同类型,其启动过程也有一定差别,但主要可区分为正常运行时分离器需切除和不需切除两类。

需切除分离器的启动系统 由图1可见,启动分离器设置在一、二级过热器之间。这种布置比分离器放在蒸发受热面和过热器之间要好,可避免启动系统向正常运行工况切换时的过热蒸汽温度下跌,这种系统的启动过程即为建立起启动流量、点火、分离器升压、过热器通汽和最后切除分离器的过程。

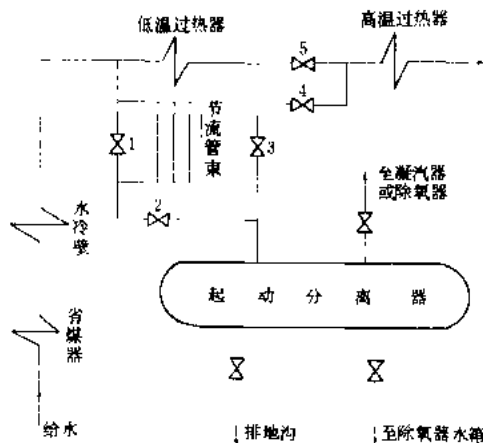


图1 需切除分离器的启动系统

1、5—截止阀; 2、3、4—调节阀

建立起启动流量进行循环清洗 见图1, 关闭阀门1、3、4、5, 用温度约为104℃的除氧水送入锅炉, 开调节阀2, 给水流经节流管束, 使水冷壁管内建立起一定流量(约为额定流量的1/3)和压力(约40%的额定压力)的介质流动, 进行冷态清洗, 进入分离器的水或排至地沟(不合格的水质)或排至除氧器(质量合格的水)。

点火和分离器升压 冷态清洗结束后, 维持30%的额定流量(这一流量一直保持到切除分离器后汽轮机加负荷时为止), 按规定要求点火, 工质温度逐渐升高, 在进入分离器的工质温度达到260~280℃时, 应维持一段时间, 作热态清洗, 因在此温度下水中铁离子的溶解度较大, 不合格的水应经分离器排至地沟, 少量蒸汽经阀门6排至凝汽器或除氧器。当辐射受热面中某处达到相应压力下饱和温度时, 工质即开始汽化, 由于突然体积增大, 使汽化点后的水会高速排出, 这就是直流锅炉启动中的汽水膨胀现象。膨胀过程的持续时间不长, 当分离器前受热面出口温度也达到饱和温度时, 膨胀过程就会结束, 但如瞬时的膨胀量过大, 分离器的水位和压力就难以控制, 为防止引起满水或超压, 在膨胀过程中, 必须注意控制燃烧率。

向过热器通汽 当分离器压力大于1.0 MPa时,可向过热器通汽。随着过热蒸汽、再热蒸汽温度、压力升高汽轮机进行冲转及并网带低负荷暖机。锅炉热态清洗结束后,逐步增加燃料量,工质膨胀,分离器逐步升压至3.5~4.0 MPa,保持稳定。用调节门2、3开度保持水冷壁中工质压力及流量稳定。

切除分离器 在进入分离器工质焓与分离器出口饱和蒸汽焓相等时,可逐步关闭调节门3及2,开大调节门4,切除分离器。然后适当关小汽轮机调节汽门,锅炉逐步增加燃料量及给水量,升温、升压。当截止阀5两端压差小于1.0 MPa时,全开截止阀5,关闭调节门4,锅炉呈直流运行,再进一步升温、升压、升负荷,直至满负荷运行全直流运行。

不需切除分离器的起动系统 瑞士苏尔寿直流炉的起动旁路系统即属这类系统。如图2所示,起动分离器装在过热器之前的主通道上并带有疏水热交换器,故又称内置式起动分离器。

点火前上水至起动分离器最低水位,水冷壁内建立起动流量,进入分离器的水从下部排出,并保持水位,作冷态清洗。点火后分离器内的蒸汽全部进入过热器,分离器内的水经热交换后视水质情况排至扩容器(不合格的水)或排至除氧器。随着进入分离器的工质干度逐渐增大,直到进入分离器的工质为微过热蒸汽

时,分离器中的水位消失,此时可全关分离器排水门,起动分离器转为干态运行,作为蒸汽通道中的一个容器,不须切除。这种系统的优点为:系统简单、阀门少,起动操作简单,没有从旁路系统向直流运行的过渡,在任何情况下,只要水冷壁出口工质干度小于1.0时,分离器均将可靠地分离汽水,有水位出现时,也可通过排放系统自动控制水位,可有效地防止过水事故的发生。同时,分离器的疏水热交换器,可将起动过程中和低负荷时分离器疏水所含热量大部分传给锅炉的给水,热量损失小。配这种

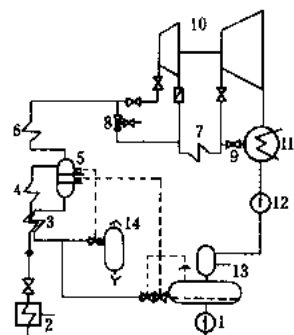


图2 不需切除分离器的起动系统

1 给水泵; 2—高压加热器; 3—省煤器(疏水热交换器); 4 蒸发受热器; 5—起动分离器; 6—过热器; 7 再热器; 8—1级旁路; 9—II级旁路; 10 汽轮机; 11—凝汽器; 12—凝结水泵; 13 除氧器; 14—常压疏水扩容器

起动系统的300 MW机组

的冷态起动曲线如图3所示(该机组为单元制,汽轮机有100%额定容量的高、低压旁路,用中压缸先起动)。

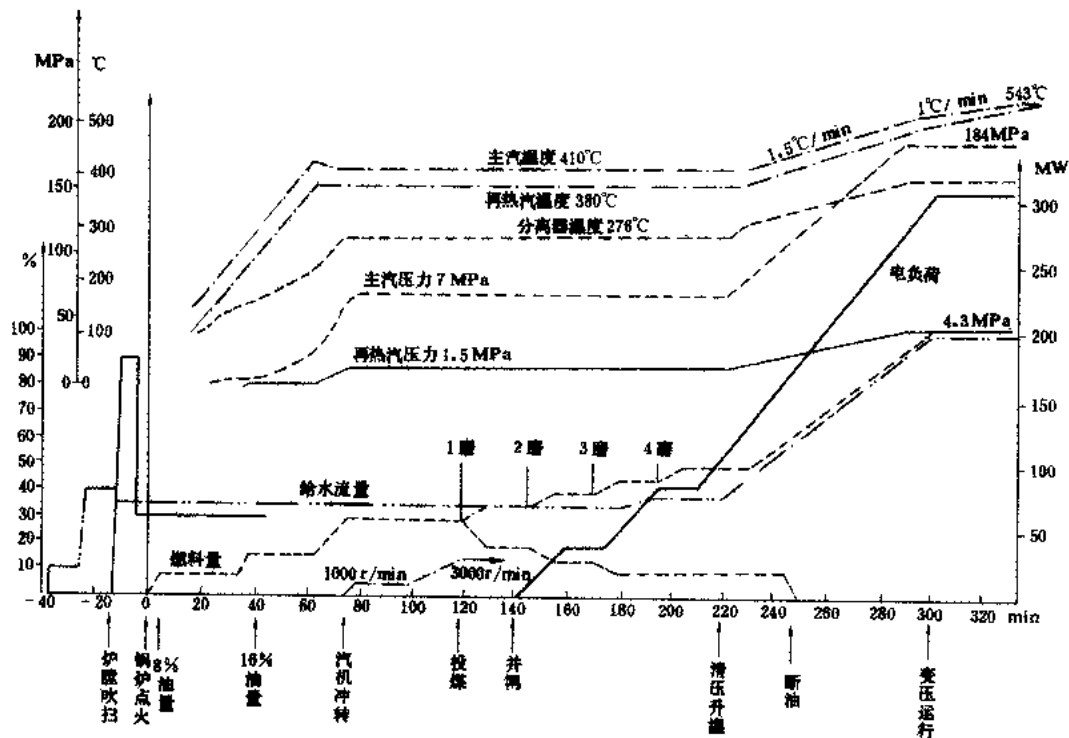


图3 配苏尔寿直流锅炉300MW机组冷态起动曲线

zhi liu guo lu qi dong x i tong

直流锅炉起动系统 (start-up system of once-through boiler)

为解决直流锅炉起动和低负荷运行而设置的功能组合单元,它包括起动分离器及其他汽侧和水侧连接管、阀门等。在起动中使水冷壁管中建立足够高的质量流速,以保证管壁不超温及水动力工况稳定。另外,还能回收热量,减少工质损失。该系统阀门较多,要求各阀门使用灵活、不泄漏和运动可靠。

直流锅炉起动问题 主要是通过起动系统建立一定的循环流量,实现点火前循环清洗,保护蒸发受热面点火后不过热,保持水动力稳定。其中要考虑的问题有汽水膨胀、起动参数选择、等焓切换等。

汽水膨胀 起动过程中水冷壁内工质温度逐渐升高,当达到饱和温度,水变成蒸汽时,比容急剧增大,局部压力升高使锅炉排出的汽水混合物量在一段时间内大大超过给水流量的现象。若对膨胀过程控制不当,将会引起锅炉超压危险。影响汽水膨胀的因素有压力、给水温度、燃烧率及分离器位置。

起动参数选择 主要是:

(1) 起动流量 按管壁温度工况、流动稳定性、起动时间、起动损失等综合考虑。一般直流锅炉将额定给流量的30%定为起动流量。复合循环锅炉为10%。

(2) 起动压力 为了保证流动稳定性,缓和膨胀现象,避免起动初期工质汽化,应有足够高的起动压力。复合循环及超临界压力锅炉全压起动,亚临界压力直流炉用0.4~0.7额定压力为起动压力。

等焓切换 从起动系统切换到直流运行。切换条件是过热器中间阀两边工质焓尽量接近,以实现等焓切换。这样末级过热器出口汽量及汽温没有突变,从而可保证汽轮机工况稳定。

起动分离器 用作直流锅炉起动时扩容和分离蒸汽的部件。按结构分有卧式和立式两种。按在系统中位置分为在蒸发受热面与过热器之间和在低温、高温过热器之间两种(后者适用于等焓切换时汽水膨胀严重

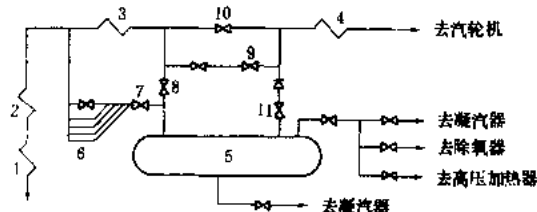


图1 通用压力 (UP) 锅炉起动系统

1 省煤器; 2 蒸发受热面; 3 低温过热器; 4 高温过热器; 5 起动分离器; 6 节流管束; 7 过热器旁路阀; 8 高温过热器旁路阀; 9 过热器减压阀; 10 过热器截止阀; 11 过热器通汽阀

的情况)。按运行方式分正常运行切除与不切除两种(后者系统简单但分离器壁较厚)。

起动系统类型 常见的起动系统有通用压力锅炉起动系统、复合循环锅炉起动系统和带整体分离器的起动系统等几种。

通用压力 (UP) 锅炉起动系统 (图1) 适用于超临界及亚临界压力锅炉, 起动流量为额定负荷的30%。用过热器旁路阀维持起动压力。调整高温过热器旁路阀及过热器减压阀完成等焓切换。

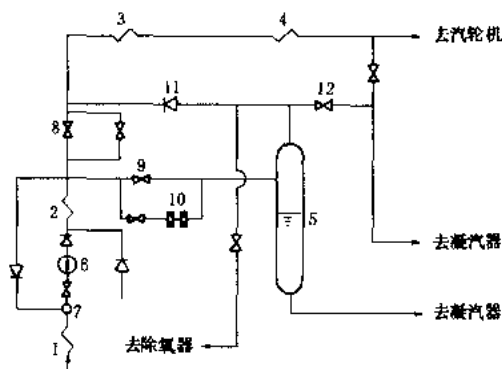


图2 复合循环锅炉起动系统

1-省煤器; 2-水冷壁; 3-低温过热器; 4-高温过热器; 5-起动分离器; 6-循环泵; 7-混合器; 8-节流阀; 9-起动抽汽阀; 10-节流孔板; 11-起动送汽阀; 12-分离器放汽阀

复合循环锅炉起动系统 (图2) 适用于超临界压力锅炉。起动时给水流量为额定值的5%~10%。起动抽汽阀的旁路阀维持水冷壁内额定压力, 而分离器放汽阀维持分离器压力 (一般为6~7MPa)。

带整体分离器的起动系统 (图3) 通常用于超临界压力锅炉, 控制阀门少, 系统简单, 起、停及低负荷运行灵活, 特别适用于大容量垂直一次上升管圈直流锅炉。

见直流锅炉起动。

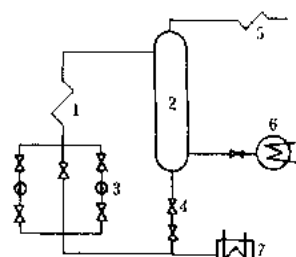


图3 带整体分离器起动系统

1 水冷壁; 2 分离器; 3 循环泵; 4 再循环截止阀; 5 过热器; 6 凝汽器; 7 高压加热器

zhi liu guo lu shui dong li te xing

直流锅炉水动力特性 (hydrodynamic characteristics of once-through boiler)

在一定热负荷下, 直流锅炉受热面中强制流动的工质流量与

流动压降之间的关系。直流锅炉蒸发受热面进口为具有一定欠热的水,出口为含汽率接近1的汽水混合物或微过热蒸汽。由于设计或运行不当等原因,工质在管内会表现出许多非正常的流动特性,如脉动、多值性、热偏差、两相流体分配不均、停滞倒流等,造成管壁超温,严重影响锅炉正常运行。

脉动 管子进口水量与出口汽量随时间发生相位差 180° 的周期性变化的现象,即同一管子进口水量最大时出口汽量最小,或与此相反,进口水量最小时出口汽量却最大。发生脉动时,管中加热、蒸发及过热区段界面发生周期性交替变化,导致管壁金属热疲劳而破坏。脉动分整体脉动和管间(包括屏间)脉动两类。整体脉动为整台锅炉进水量与出汽量发生相位差 180° 周期性波动。设计合理的给水调节系统(如选用特性曲线较陡的离心水泵或活塞泵等)可以避免整体脉动。管间脉动仅发生在管屏的某些管中,且其中一部分与另一部分脉动相位差 180° ,即一部分管子进水量大出汽量小时另一部分进水量小出汽量大,因此管屏总流量无显著变化。垂直管比水平管更易发生脉动,起动和低负荷时亦易发生脉动。工作压力高,热负荷低时发生脉动的可能性小。为防止脉动,应选取足够的质量流速,同时应选取适当的加热水区段与蒸发区段的阻力比。进口处加节流圈、采用分级管径(加热水区段取较小管径)、在工质干度为 $0.15\sim 0.20$ 处设呼吸联箱等办法可以消除脉动。

多值性 在一定结构及热负荷下,工质流量 G 与流动压降 Δp 之间的关系 $\Delta p=f(G)$ 呈多值性函数关系,即在同一压降下有两个或三个不同流量的特性。在并联于同一进、出口联箱的许多管子中,在总流量及压差无显著变化情况下,可能出现某根管子中流量很小甚至倒流,导致管壁超温。理论分析证明,工质压力高则产生多值性的可能性小;保证较高的进口水温,以及进口处加节流圈、分级管径(逐渐增大管径)可避免多值性。由于重位压头的影响,一次垂直上升管屏发生多值性的可能性小,一次垂直下降管屏易发生多值性。多行程管屏的特性较复杂,需作具体的计算分析。超临界压力锅炉某些管屏也有多值性问题,所以必须保证进口水温或足够的质量流速。

热偏差 并联管中个别管内工质焓增与管屏工质平均焓增之比。焓增过大的偏差管会导致管壁超温。产生热偏差有三个原因:①热力不均,由炉内温度场及结渣引起;②水力不均,由管屏连接系统型式造成;③结构不均,由管长及局部阻力的差异引起。减小热偏差的方法:①减小管屏宽度,尽量使同一屏管子结构相同;②按吸热及管屏结构在进口处加装节流圈;③减小管屏焓增;④改善炉内燃烧。

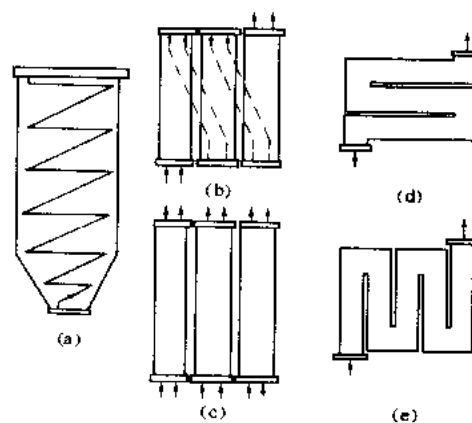
两相流体分配不均 汽水混合物分配器引入各支管工质的质量含汽率的不均匀性。虽然实际运行中总是存在两相流体分配不均,但当压力高、质量流速大、分配器结构合理时,可以做到分配基本均匀。

停滞和倒流 当受热弱的管子的热负荷低到使其重位压头增加到恰好等于管屏总压降时,此管内的流动停止,水阻力为零,即发生停滞,甚至倒流。直流锅炉蒸发管径较小,质量流速较高,管屏压力降较大,因此仅在起动或低负荷时才有可能发生停滞或倒流。减小吸热不均匀性、保证起动或低负荷时质量流速不过低,进口处装节流圈可避免发生停滞或倒流。

在管子进口处加装节流圈可以防止脉动、多值性,并减小热偏差,但孔径应大于 6 mm ,节流圈前应装设开有许多个更小孔径的多孔板式过滤器,以防止较大的焊瘤等杂质堵塞节流圈。节流圈由耐磨合金制成,结构上要便于更换。要有单配(每个管子及每个与其相配的节流圈间)保障措施,以防装错。节流圈堵塞、装错或过大的磨损均会导致水动力特性不正常。

直流锅炉水冷壁管屏

直流锅炉水冷壁管屏 (water wall panel of once-through boiler) 直流锅炉中连接于同一进、出口联箱的多根并联蒸发受热面管组。管屏中工质的流动为强制流动。管屏布置较自由,具有多种型式,最基本的有水平围绕管圈、垂直上升管屏和回带管屏三种(见图)。



直流锅炉管屏型式

(a) 水平围绕; (b) 多次垂直上升; (c) 一次垂直上升; (d) 水平回带; (e) 垂直回带

水平围绕管圈 (拉姆半型,又称螺旋围绕管圈) 由多根并联管组成管带,沿炉膛四周盘旋上升(三面水平、一面倾斜;两面水平、两面倾斜,倾角 $9^\circ\sim 15^\circ$;或沿炉膛四周全倾斜环绕)。管带宽度与锅炉容量、管径及工质质量流速有关。大容量锅炉,常并联几组小管



带,以避免同一管带内热偏差过大。这种管圈的优点是热偏差小,适合变压运行。缺点为不宜于机械化生产,组装率低,结构复杂,工地焊口多,安装困难。

垂直管屏(本生式) 分一次上升(UP式)、多次上升(炉外下降、本生式)及热负荷较大的炉膛下部(下辐射区)多次上升而热负荷小的炉膛上部(上辐射区)一次上升(FW式)三种。中小容量锅炉采用多次上升,锅炉容量为500~600 MW以上时采用一次上升,便于机械化生产,组装率高、结构简单是其主要优点。缺点是管径较小、不宜于变压运行、对热偏差反应敏感、多次上升管屏金属耗量大且屏间的热偏差亦较大。

回带管屏(苏尔寿式) 多行程迂回管组,分上下迂回的垂直回带和水平向上迂回的水平回带两种。优点为布置方便,缺点为制造安装困难,对热膨胀不利,特别是垂直回带疏水排气困难且水动力稳定性差。

目前广泛采用下辐射区为螺旋围绕管圈,而上辐射区为一次垂直上升管屏,它综合了几种管屏的优点。

直流锅炉管屏的特征参数 最主要的是质量流速和焓增。

(1)质量流速:应保证管壁不超温、水动力特性稳定、启动时能排除空气、汽水阻力小等。额定负荷时下辐射区质量流速为 $1200\sim 3000\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{s})$ 。

(2)焓增:为减小热偏差,工质通过管屏的焓增值应有所限制。焓增值与管屏型式有关,水平围绕管圈取 $800\sim 1200\text{kJ}/\text{kg}$,其他管屏取 $200\sim 600\text{kJ}/\text{kg}$ 。

水平围绕管圈管子外径为32~42mm,垂直上升管屏为32~38mm。材质有碳钢及Cr-Mo钢,也有采用内螺纹管的,以降低质量流速,减小汽水阻力。

zhi liu guo lu yan xing tiao zheng

直流锅炉运行调整 (operating adjustment of once-through boiler)

直流锅炉中工质的加热、蒸发和过热是一次完成的,各区段之间无固定界限,一种扰动将对各种被调参数起作用。如当给水量变化时,同时引起汽温、汽压及蒸发量变化,要求燃料量及汽轮机进口阀位作相应调整,锅炉才能在新的工况下作稳定运行。直流锅炉因无锅筒,有的采用较小直径的管子作受热面,因而蓄热能力较小,仅是同等容量锅筒锅炉的 $1/2\sim 1/3$ 。因之在受到相同程度扰动时,汽温、汽压变化剧烈,对自动调节系统要求较高。但当直流炉主动变负荷时,由于直流炉允许变压速度大,且变压时吸收或释放附加蒸发量小,因而蒸汽参数可迅速跟上变工况的需要,能适应快速带尖峰负荷的要求。

压力调节 压力调节的实质就是经常保持锅炉出力与汽轮机所需的蒸汽量相等。直流锅炉送出的蒸发

量等于进入的给水量,单纯锅炉燃料量的变化,除了动态过程中蒸发量有所变化外,并不能引起锅炉出力改变,而只有改变给水量才能改变锅炉出力。压力调节时,用调节给水量来稳住汽压,再配合调节燃料量及过热器喷水量来保持过热蒸汽出口温度。

过热蒸汽出口温度调节 直流锅炉的过热蒸汽出口温度主要取决于燃料量与给水量之比(即煤水比),为了减少温度延迟,通常在过热器中间的微过热区段选取一温度测点,称为中间点温度,用燃料量与给水量的比例来保持中间点温度不变,再用过热器喷水量来细调过热蒸汽出口温度。

负荷调节 由给水量来调节锅炉负荷,然后用燃料量与给水量之比来保持过热器中间点温度不变,再用过热器喷水量细调过热蒸汽出口温度。如升负荷时,可先增加一点给水量,然后按比例增加燃料量,用过热器喷水量微调过热蒸汽出口温度,稳定后重复上述过程,直至运行在新负荷工况下。减负荷时,可先减少一点燃料量,后按比例减少给水量,辅以喷水量细调过热蒸汽温度,稳定后重复上述过程,直至稳定在新负荷工况下。

zhi liu leng qu shui xi tong

直流冷却水系统 (once-through cooling water system)

从江河、湖泊、水库、海湾等水源取水,利用水泵和管渠等将水输入凝汽器,经热交换后即行排弃的贯流冷却设施。

取水与输水 直流冷却水系统的取水与输水方式要根据工程的具体条件通过技术经济比较确定:一般有自流引水和提升输水两种类型。

自流引水 当水源的最低水位高于汽机排水虹吸井最高水位和排水口,且足以克服整个供水系统的阻力时,可以用管道从水源引水,自流进入凝汽器,并通畅地排出,而不需水泵提升。

提升输水 分为以下几种情况:

(1)厂区泵房提水:当水源的水位差仅能满足自流至厂区,而无力克服凝汽器及其排水系统的阻力时,可在厂区内设置泵房提水升压。如水源水位变化幅度较小,地形又平坦时引水自流部分可以采用明渠。

(2)岸边泵房取水:当水源水位变化幅度较大,没有自流供水可能,需要在水源处设置泵房取水,用压力管道输送至凝汽器等设备。当水源含有较粗粒径和坚硬的泥砂需去掉时,也可在泵房后放置高位沉砂池,然后依靠重力自流入凝汽器。

(3)岸边和厂区内二级提升输水:当水源水位变幅较大,且距厂区较远,但中间地形平坦时,为了节约压力管道和降低岸边水泵扬程,在岸边和厂区分设泵房;或

当用海水为冷却水时,为了避免钢管的腐蚀和内壁生长海生物,可在岸边和厂区两级提升而中间以无压管道或明渠自流输水。

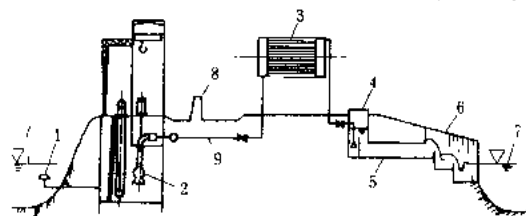
排水 电厂排水要考虑两个问题:一是排水对水体和水生物的影响要符合环境保护部门对人为造成的水温变化的规定,并要求电厂排水水域所形成的混合区,不得影响鱼类回游通道及功能区的水质;二是排水对取水温度的影响应降低到最小限度。对温水排入水体后的允许最高水温和最大温升,根据中国标准:“人为造成的环境水温变化应限制在:夏季周平均最大温升小于 1°C ”,如按电厂温排水与水体充分混合考虑,意味着约需10倍于电厂温排水量的水量才能满足要求,因此对取排水口的位置和型式需进行缜密的研究。

在排放型式上,多将温水排入水体表层,利用水面散热冷却,但这对活动在水体上层的浮游生物和某些鱼类不利,所以只适宜用于具有宽阔水面并可限定温水带在局部范围内的水体。在有条件时,可将温水往水体的深层排放,因能得到排水口附近近十倍于温水的冷水急剧掺混而迅速降温,使影响范围限制在较小范围之内。当不允许直接排放温水时,需将温水预先冷却后再排放。

为了避免温排水对取水温度的影响,通常采用顺列式布置,取水口在上游,排水口在下游,两者之间保持足够的距离。在感潮水域近来还发展了差位式布置,即将取水口设置在远岸,排水口设在岸边,或者将取、排水位置反之,利用取排水口之间的温差异重流将冷热水隔离。

凝汽器的排水普遍利用虹吸作用以降低水泵的静扬程。在寒冷地区为防止冰凌对运行的危害,常将部分温排水引至取水口。当排水远高出水源正常水位时,应考虑水能的利用,可在泵房内装设水轮机和电动机联合驱动的水泵机组或单独建造水电站。在有条件的地方还应考虑温排水供其他企业和农业综合利用的可能性。

系统布置原则 总的原则是结合电厂生产流程尽量缩短供排水管线长度,可将汽机房面向水源可使供排水管线缩短和布置简便,若水源靠近燃料码头,在总



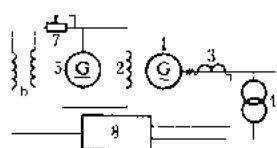
直流冷却水系统示意图

- 1-取水头及引水管;2-水泵与泵房;3-凝汽器;4-虹吸井;5-排水暗沟;6-明渠与跌水;7-水源;8-防洪堤;9-压力管道

平面布置上锅炉房面向水源更合理和可行时,可考虑供排水管线穿越锅炉房的布置方案。供水系统在高程配置上应力求降低供水扬程,汽机房的地面标高应该结合土方平衡、洪水位、供水扬程、运行条件等因素综合比较确定。示例见图。

直流励磁机励磁

(excitation with DC exciter) 同步发电机的励磁电流由直流励磁机供给的励磁方式。这种励磁方式按与原动机连结方式分为与发电机同轴、经齿轮减速器与发电机轴连结和由单独电源供电的感应电动机拖动三种类型,其中同轴直流励磁机应用最多。由于励磁机的励磁方式不同,又可分为自并励接线(见图)、他励接线和复励接线三种,其中自并励主励磁机励磁是一种广泛使用的励磁方式,正常运行时,由自动电压调节器改变主励磁机的励磁电流,以实现发电机的励磁调节。当自动电压调节器退出运行时,则用手动磁场变阻器改变主励磁机励磁电流从而调节发电机的励磁。



自并励同轴直流励磁机励磁系统原理图

- 1-发电机;2-发电机励磁线圈;3-电流互感器;4-电压互感器;5-直流励磁机;6-励磁机励磁线圈;7-磁场变阻器;8-自动电压调节器

直流励磁机励磁方式的特点是:①有独立的励磁电源,运行独立性好(指电力系统或主机发生短路故障时励磁系统仍能维持其应有的能力);②励磁系统结构简单,有较多的制造和运行经验,设备投资及运行维护费用少,在合理使用和维护得当的情况下,可满足一般运行

要求;③直流励磁机有换流器和电刷等转动接触部件,运行维护工作量大,维护不当将降低运行可靠性;④因受换流器的限制,同轴直流励磁机的容量不能做得过大,在 $n=3000\text{r/min}$ 时,极限功率约600kW。因此与发电机同轴的直流励磁机的励磁方式一般只适用于单机容量为100MW及以下的透平发电机。

较大容量的发电机可用经齿轮减速器与发电机主轴连接的低速直流励磁机供给励磁。该直流励磁机的转速一般在 $250\sim 1000\text{r/min}$ 之内,这种励磁方式适用于 $125\sim 600\text{MW}$ 的透平发电机,但由于采用齿轮减速器,存在着占地面积大、噪声大的缺点。

直流式煤粉燃烧器

(tangential pulverized-coal burner) 利用多个直流射流的组合和相互

作用以燃烧煤粉的装置。它由一组矩形(或圆形)喷口按一定次序相间布置所组成(见图1),一、二、三次风分别通过各自的喷口射入炉膛。

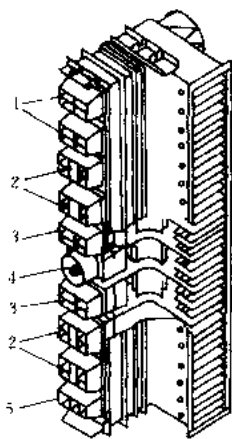


图1 直流式燃烧器

1—上二次风口; 2—一次风口; 3—中二次风口; 4—油燃烧器; 5—下二次风口

直流式燃烧器一般布置在炉膛四角,一、二次风以较高速度按对角线方向或中心假想圆切向射入,在燃烧区域形成大旋转气流,煤粉气流除卷吸炉内高温烟气外,还靠上游邻角的火炬点火,使它具有良好的着火条件。炉内的旋转气流加强了煤粉与空气的混合,有利于燃尽。在单一切圆布置的基础上又派生了一次风对冲、二次风切圆;一次风正切、二次风反切;不等切圆等布置(见图2)。为获得好的气流特性,炉膛截面宜为正方形或接近正方形。

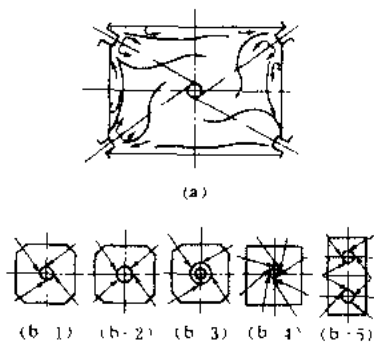


图2 直流燃烧器的布置

燃烧器的一次风、二次风及三次风(制粉后的废干燥剂)喷口的形状和位置将根据不同煤种而定,其配风特点是:

(1)对可燃性差的煤,采用分级配风,一次风喷口集中布置,喷口呈竖长方形,有较大的着火周界,二次风在燃烧器上下部分级送入,上部二次风喷口有下倾

角,以利一、二次风在炉内混合[图3(d)、(e)]。

(2)对贫煤和劣质烟煤,依煤的燃烧性能可采用均等配风,一次风喷口呈长方形,一、二次风喷口间距稍

型式	均 等 配 风		分 级 配 风		
煤 种	贫煤、劣质烟煤	烟 煤	贫煤、无烟煤	无 烟 煤	
喷 口 布 置 图 例	<p>(a)</p>	<p>(b)</p>	<p>(c)</p>	<p>(d)</p>	<p>(e)</p>

1 □ 一次风 2 □ 二次风 3 □ 三次风 4 ⊕ 油枪

图3 直流式煤粉燃烧器(固态排渣炉)的型式示例

大,以利于着火[见图3(a)];或采用一次风喷口相对集中布置的分级配风[见图3(d)]。

(3)对可燃性较好的烟煤和褐煤,采用均等配风,一、二次风喷口间隔很小或无间隔,以利煤粉和空气充分混合燃尽[见图3(b)、(c)]。

(4)上、下二次风是直流式燃烧器配风所必须的,下二次风是托浮从煤粉射流中分离出来落下的煤粉,以减小灰渣中未燃炭损失。上二次风有防止火焰上抬的作用,是燃尽所需的主要风源。

(5)三次风是热风送粉制粉系统中的废干燥剂,含有10%~15%的煤粉,为保证燃尽,三次风宜采用较高风速射向火焰中心。三次风的合理布置,对飞灰中未燃尽炭损失影响很大。

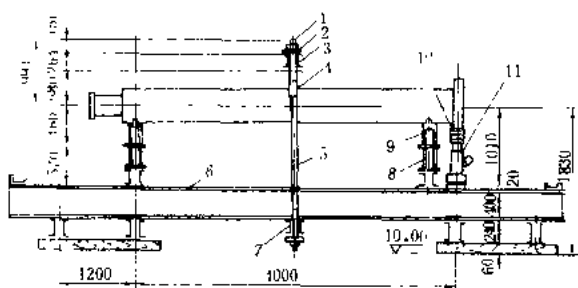
为了减少NO_x排放,可在直流式燃烧器的顶部设置燃尽风(over fire air, OFA)喷口或者在一次风通道中设置分配器弯头等,靠惯性分离把一次风分为浓淡二股煤粉气流,通过各自的喷口(PM低NO_x燃烧器)射入炉膛(见低NO_x煤粉燃烧器)。

为了提高锅炉着火稳定性和低负荷运行特性,在直流式燃烧器的一次风喷口采取某些稳燃措施,如设置夹心风、钝体、浓淡装置等,以改善煤粉着火条件,提高燃烧稳定性,节省点火与助燃用油。

zhu zhou

直轴 (shaft straightening) 对发生永久弯曲的汽轮机、给水泵等转动机械主轴进行矫正,使其伸

直轴方法 对弯曲的主轴矫直通常采用以下几种方法：①捻打法，通过人工捻打弯曲轴的凹面，使该部金属纤维伸长，把轴矫正过来；②机械加压法，利用螺旋加压机把弯曲轴的凸面向下压，使该部金属纤维压缩，把轴矫直；③局部加热法，加热弯曲的凸出侧，使

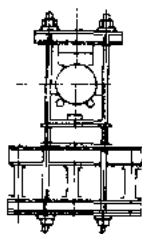


1 M80 螺帽; 2 30mm 厚垫圈; 3—上梁; 4—垫块; 5 M80 螺栓; 6—底框;
7 下梁; 8- 瓦座; 9—滚珠支承; 10 弧形垫; 11 千斤顶

直轴方法的正确选用,应根据轴弯曲的部位、弯曲的大小及轴的直径、长度、材质等决定。捻打法和机械加压法只适用于直径不大,弯曲较小的轴。局部加热法和局部加热加压法虽然比前两种方法矫直的效果好,但轴矫直后,加热局部存在残余应力,易产生裂纹。并且稳定性较差,在运行中还会弯曲。内应力松弛法比较安全可靠,矫直后的轴具有良好的稳定性,尤其适用于高合金钢的汽轮机整锻转子。

• 892 •

轴的直径; α 为未退火前轴的弯曲度; E 为直轴温度条件下轴的弹性模量; η 为松弛效率, 一般取 90%。用于千斤顶液压控制压力, 加到预定的油压即恒压。恒压时间根据轴的松弛情况决定, 当挠度变化极其缓慢时, 即停止加压, 松开千斤顶, 盘动转子, 待转子温度均匀后, 测量转子弯曲度。如转子最大弯曲度在 0.04 mm 以下, 即可停止加压, 否则, 再次进行加压直轴。直轴后进行回火处理, 保持 650℃ 恒温 5~8 h, 然后以 20~30℃/h 的降温速度降至 250℃, 停止



直轴必须注意转子上下温差和热态测量的问题。消除温差和做好热态测量是缩短直轴时间的关键。现已有主轴连续转动下的升降温、恒温 and 测温以及测定弯曲值的技术。有了这项措施能使直轴时间大大缩短。

吉林热电厂，高压汽轮机检修，北京：水利电力出版社，1979

质量传递 (mass transfer) 混合物中某一组分从其高浓度的区域向低浓度区域的迁移过程, 亦称传质。质量传递的推动势主要是浓度梯度。质量传递有两种形式: 分子扩散传质和对流传质。

分子扩散服从斐克 (Fick) 定律, 根据该定律, 在具有 A、B 两种组分的二元混合物的分子扩散过程中, 组分 A 的质量流密度 J_A 与其质量份额 m_A 的梯度成正比, 即

$$J_A = -D_{AB}\rho \text{grad } m_A$$

式中 ρ 是混合物的密度, $\rho = \rho_A + \rho_B$; D_{AB} 为扩散系数。

应当指出, 质量流密度 J_A 是相对于以混合物的某个平均速度运动的坐标系而言的。相对于固定坐标系, 组分 A 的质量流密度 N_A 应附加上混合物总质量流密度 N 的影响, 即

$$N_A = J_A + N m_A$$

除了浓度梯度这一推动势外, 其他的势也会引起分子扩散。由温度梯度引起的扩散称为热扩散, 又称为索瑞 (Soret) 效应。由压力梯度引起的扩散称为压力扩散。分子扩散还可能由除重力外其他的外力场引起, 称为力场扩散。根据情况不同, 这些扩散有时也应予以考虑和利用。

对流传质 在有宏观运动的混合物流体中, 质量的传递一般主要是靠流体的对流作用。当流体流过固体或液体表面时, 流体主流与界面处存在着浓度差, 由此而引起的质量传递过程称为对流传质。很显然, 对流传质除混合物成分外, 与流体的物理性质和流动状况有密切关系, 是很复杂的质量传递现象。在工程实用上, 人们常仿效传热学中的牛顿公式把对流传质表示为

$$J_A = h_D (\rho_{AW} - \rho_{A\infty})$$

式中 J_A 为组分 A 的质量流密度; h_D 为传质系数; ρ_{AW} 和 $\rho_{A\infty}$ 分别为分界面处组分 A 的质量浓度和远离界面的主流中组分 A 的质量浓度。

对于一些浓度比较低、质量流密度比较小的问题, 热量传递和质量传递在数学描写上类似, 因此传质系数和对流换热系数的准则关联式也有类似的形式。对于这类传质现象, 准则关联式具有一般形式:

$$Sh = f(Re, Sc)$$

其中

$$Sh = \frac{h_D L}{\rho D}$$

称为舍伍德 (Sherwood) 数;

$$Sc = \frac{\nu}{D}$$

称为施密特 (Schmidt) 数; L 和 ν 分别为特性尺寸和介质的运动黏度。

zhongguo di yizuo fadianchang

智能探伤仪 (intelligent defect detector)

能够模仿、延伸和扩展人的智能的探伤仪器。这种仪器有助于实现脑力劳动自动化或半自动化。例如当仪器发现一处缺陷时, 会自动地根据各种获得的数据以及有关规程判断它是否超过了标准允许限度, 并自行决定下一步的操作。它能部分地代替人的思维与判

断, 适合于某些重复性的、繁琐的、需要大容量记忆和高速运算的探伤工作。

Zhongguo di yizuo fadianchang

中国第一座发电厂 (the first power plant in China)

1879 年 5 月 28 日, 上海公共租界工部局电气工程师毕晓甫 (J. D. Bishop) 以一台 10 HP 蒸汽机带动自激式直流发电机, 在虹口乍浦路一仓库进行电弧灯发光试验。这是电弧灯在上海, 也是在中国的首次露面, 该试验装置则是出现在中国的第一套发电装置。1882 年立德尔 (R. W. Little) 等英国人集资成立上海电气公司 (Shanghai Electric Company), 从美国勃拉斯公司 (Brush Co.) 购买设备, 在大马路 31 号 A (现南京东路江西路口) 建设上海第一座发电厂, 安装一套发电机组 (85lb/in² 蒸汽压力的卧式锅炉, 16hp 的蒸汽机和 800r/min、电压 100V 的直流发电机), 在马路转角处的围墙内竖起第一根弧光灯电杆, 并从大马路沿外滩到虹口招商局码头一带架设了 6.4km 长的电力线路, 串接了 15 盏 2000 支烛光的弧光灯。7 月 26 日正式供电亮灯, 灯光灿烂, 轰动一时。9 月 25 日上海俱乐部 (现东风饭店) 等接电装灯, 成为第一批照明用户。

由于原厂址无法扩展, 为满足越来越多的使用电灯的要求, 1883 年上海电气公司又从英国订购新的设备, 停办老厂, 在乍浦路 41 号建造新厂, 即后称的乍浦路电厂, 安装了可供 40 盏弧光灯的蒸汽发电机组, 主要供外滩、大马路、百老汇路 (现东长治路) 一带路灯照明用电。

1888 年 11 月 1 日公司改组成立新申电气公司 (New Shanghai Electric Co.), 增添备用设备, 改进灯具质量, 促进了营业发展, 到 1889 年 11 月已发展到供电 72 盏弧光灯。到 1890 年 4 月上海首次使用爱迪生发明的直流白炽灯, 更适合家庭照明, 该公司业务有了进一步发展。

1893 年 8 月该公司将全部资产转售给工部局而停办。工部局成立了电气处并对电厂进行扩建, 1893 年 9 月时电厂容量达 197kW, 拥有锅炉 2 台, 交直流发电机 10 台, 接装弧光灯 125 盏, 白炽灯 6325 盏。后因用户继续增加, 原厂址无地扩建, 而于 1894 年 11 月另选斐伦路 (今九龙路) 建造电厂, 1896 年 5 月建成发电, 乍浦路电厂也拆机停办。

Zhongguo huoli fadianchang

中国火力发电 (fossil power generation in China)

中国的火力发电起始于 1882 年在上海建立中国第一座发电厂, 距 1875 年建立的世界第一个火力发电厂法国巴黎北火车站电厂仅晚了七年。但经

过漫长的战争动乱年代,中国电力工业发展缓慢,到1949年火电装机容量仅有1685 MW,占水、火电总装机容量1850 MW的91.2%。中华人民共和国成立后,电力工业在电工制造业的发展和支持下得到迅速发展,至1980年,水、火电总装机容量达到65869 MW,火电装机容量为45551 MW,占总装机容量的69.2%,平均供电标准煤耗率为448 g/(kW·h)。从80年代开始,中国火力发电以更高速度发展,自制的300 MW

和600 MW机组已批量生产,成为发展火力发电容量的主要机组。1985年到1999年火电装机年增10000 MW以上,供电标准煤耗率从431 g/(kW·h)降到400 g/(kW·h)。中国历年总装机容量、总发电量和火力发电装机容量、发电量和火电运行指标见表1,中国电力装机在几个大区的分布和发展情况见表2。香港和澳门特别行政区火力发电,台湾省火力发电,均作为本条目附录条目列于本条目之后。

表1 中国历年总装机容量、总发电量和火力发电装机容量、发电量及火电运行指标

年 份	年末装机容量			年 发 电 量			火电运行指标	
	总容量 (MW)	火电容量 (MW)	火电比例 (%)	总发电量 (TW·h)	火电发电量 (TW·h)	火电比例 (%)	年利用小时 (h)	供电标准煤 耗率 [g/(kW·h)]
1911	27	27	100					
1932	743	743	100	1.79	1.79	100	2409	约900
1936	1285	1283	99.9	3.76	3.75	99.9	2922	约800
1949	1850	1685	91.2	4.31	3.60	83.5	2135	709
1950	1866	1701	91.2	4.55	3.77	82.9	2226	600
1960	11918	9978	83.7	59.42	52.01	87.5	6080	502
1970	23770	17535	73.8	115.86	95.40	82.3	6100	448
1980	65869	45551	69.2	300.63	242.42	80.6	5775	431
1985	87053	60638	69.7	410.69	318.32	77.5	5893	427
1990	137890	101845	73.9	621.32	494.97	79.7	5105	412
1995	217224	162940	75.0	1006.9	807.1	80.2	5454	412
1997	254238	192283	75.7	1134.2	925.2	81.6	5114	408
1998	277289	209884	75.7	1157.7	938.8	81.1	4811	404
1999	294319	222434	75.6	1239.3	1003.0	80.9	4719	399

注:1. 供电标准煤耗率,1g含热29.27 kJ (7kcal);按低位发热量计算。

2. 年利用小时按年初和年末平均容量计算。

3. 香港、澳门地区和台湾省的有关数据参见本条目的附录,本表数据中没有计入。

表2 中国电力装机容量在华北、东北、华东、中南(包括华中和华南)、西南、西北地区的分布和发展情况

地区	1936年			1949年			1980年		
	装机容量 (MW)	占全国 比例 (%)	火电装机 容量 (MW)	装机容量 (MW)	占全国 比例 (%)	火电装机 容量 (MW)	装机容量 (MW)	占全国 比例 (%)	火电装机 容量 (MW)
华北	172	13.4	172	343	18.5	343	10270	15.6	9620
东北	412	32.1	412	680	36.8	523	9926	15.1	8085
华东	535	41.5	535	596	32.2	596	17945	27.2	13775
中南	157	12.2	157	147	8.0	147	14454	22.0	7607
西南	7	0.6	5	69	3.7	63	7194	10.9	3309
西北	2	0.2	2	14	0.8	11	6080	9.2	3155
合计	1285	100	1283	1850	100	1685	65869	100	45551
地区	1990年			1995年			1998年		
	装机容量 (MW)	占全国 比例 (%)	火电装机 容量 (MW)	装机容量 (MW)	占全国 比例 (%)	火电装机 容量 (MW)	装机容量 (MW)	占全国 比例 (%)	火电装机 容量 (MW)
华北	20887	15.2	19929	32469.5	15.0	31229.7	40905.3	14.8	38606.8
东北	19472	14.1	15914	25745.8	11.9	21298.2	31604.1	11.4	26104.3
华东	41339	30.0	35114	62921.9	29.0	53823.0	79304.1	28.6	67995.7
中南	31193	22.6	18113	57644.8	26.6	36247.2	74768.8	27.0	49677.2
西南	13833	10.0	6572	21898.8	10.1	10159.4	28939.5	10.4	13613.0
西北	11176	8.1	6203	16103.4	7.4	10183.1	21767.3	7.9	13885.9
合计	137890	100	101845	217224.2	100.0	62940.6	277289	100.0	209884.1

注:1. 中南地区包括华中地区三省(河南、湖北、湖南)和华南地区三省、区(广东、广西、海南);1998年还包括了南电网。

2. 华东地区包括七省、市(上海市、江苏、浙江、安徽、山东、福建、江西)。

下面分 1949 年前、1949 年后两个历史阶段介绍中国火力发电发展的具体情况。

1949 年前发展简况 1882 年在上海建立的第一个火力发电厂,采用 16HP (11.9 kW) 蒸汽机带动发电机供照明用电。随后在沿海各大城市陆续设立电厂,到 1911 年辛亥革命时已有 61 座火电厂,总容量 27 MW。1931 年日本侵占东北三省,1932 年全国总装机 743 MW,其中东北地区有 264 MW。1937 年到 1945 年的八年抗日战争中,中国沿海沿江各省电厂多被破坏;东北地区火力发电和水力发电虽有较快发展(1945 年装机总容量曾达 1782 MW,其中火力发电为 1183.5 MW),但是,约有总容量达 1100 MW 发电设备被进驻的苏军拆走,余下的发电设备在战争中也受到了不同程度的破坏。因此,1949 年全国装机容量仅存 1850 MW,其中火力发电 1685 MW,占 91.2%;全国发电量 4.31 TW·h,其中火电 3.60 TW·h,占 83.5%。装机总容量居世界第 21 位,发电量居世界第 25 位,人均年占有发电量仅为 9.1 kW·h。

火力发电厂技术装备方面,1949 年最大机组为抚顺发电厂、石景山发电厂和杨树浦发电厂的 25 MW 中压机组。高压机组只有杨树浦发电厂的一台 15 MW 前置式背压机组和一台 180 t/h 蒸发量的高压锅炉。1949 年前中国自制的成套火力发电设备只有 1943 年由昆明中央机器厂引进瑞士技术合作制成的两台 2000 kW 汽轮发电机组和配套的 12 t/h 蒸发量锅炉,分别于 1944 年和 1945 年在四川泸县电厂和云南马街子发电厂建成发电。

1949 年后发展简况 1949 年中华人民共和国成立后,火力发电事业经历了三年恢复时期至 1959 年的第一阶段,1960 年至 1978 年独立发展的第二阶段,1979 年至 1997 年改革开放大发展的第三阶段,以及 1997 年后优化火电结构实现现代化的第四阶段。

第一阶段(1949~1959 年) 经过三年恢复,1953 年开始第一个五年建设计划,这一时期除了恢复和改造旧有发电设备外,新建了一批电厂。在组织新建这些电力设施中,开始建立起了中国自己的设计、施工、科学研究、大专院校等机构,为进一步发展电力工业打下了坚实基础。

这一时期在苏联和东欧各国的帮助下建设了一批火力发电厂,最大机组为 100 MW 的高压(进汽 8.83 MPa, 535℃)汽轮发电机组;还在北京、吉林、成都、兰州、乌鲁木齐等地建设了一批热电联产的热电厂。从 1956 年开始,中国自己制造的 6、12、25、50 MW 中压(进汽 3.43 MPa, 435℃)和高压汽轮发电机组和配套的锅炉在一些电厂投入运行。这一时期还进口和自制了少量 4MW 到 6MW 燃气轮机发电机组作为列

车电站或紧急电源支援建设工程或边远缺电地区。

在火电建设和生产取得重大进展同时,在 1957 年开始执行第二个五年计划期间,曾经出现了“超铭牌”出力运行,忽视火电厂上煤、出灰、供水等系统的所谓简易发电,推行未经试验验证的所谓新技术,以及忽视规章制度等问题,对火电厂的安全经济运行造成了严重危害。

第二阶段(1960~1978 年) 由于国际和国内形势的变化,国际技术合作基本中断,中国进入了独立发展时期。

在这一时期,自制的高压 100 MW 机组开始批量投产,还研制了超高压 125 MW(进汽 12.75 MPa, 550/550℃)、超高压 200 MW(进汽 12.75 MPa, 535/535℃)和亚临界压力 300 MW(进汽 16.18 MPa, 550/550℃)汽轮发电机组,它们分别于 1964、1969、1972 年和 1974 年在高井发电厂、吴泾热电厂、朝阳发电厂和望亭发电厂投入运行。70 年代还通过贸易渠道,从日本、法国、意大利和苏联进口了 10 台 200 MW 到 320 MW 机组,分别装于陡河发电厂、元宝山发电厂、大港电厂和清河发电厂;从英国、美国和法国进口了 20 台燃气轮机发电机组共约 300 MW。供热机组继续有发展,到 1980 年热电联产装机容量达 4430 MW,年供热量 308,000 GJ,其中由公用热电厂供热量占 58%。电力设计力量和水平继续有提高,除部直属六个电力设计院外,各省区都设立了电力设计院。

1973 年中国发布了《工业“三废”排放试行标准》和其他环境保护规定,对燃煤火电厂的烟气、灰渣、废水的排放加强了控制,推广了水膜式除尘器,研制了静电除尘器,加强了灰渣利用。在燃烧技术方面进行了常压流化床锅炉的研制,在 120 t/h 及以下锅炉燃用低质煤方面取得成功。火力发电厂的年平均供电煤耗率 1980 年降到 448 g/(kW·h)。

在此期间虽然自力更生制造了 125、200、300 MW 中间再热汽轮发电机组和配套的 400、670、1000 t/h 的直流锅炉和自然循环锅炉,但设计技术比较落后,机组安全经济性较差,同时新机组的发展和成熟时间较长,拉开了和国际电力技术的距离。机炉的辅机,包括给水泵、高压加热器、各种风机、磨煤机、回转式空气预热器等未能跟上机组的发展水平,自动化停留在机炉集中控制的阶段,只有少数进口机组采用计算机进行监控。

第三阶段(1979~1997 年) 中国实施改革开放政策,进行现代化建设。火电建设得到极大发展。在这一时期火力发电技术水平迅速提高,技术经济指标逐步改进。

1980 年到 1997 年,火电装机容量增加了三

倍。1997年火电机组年发电925.2 TW·h, 供热950677 GJ, 分别为1980年的382%和309%; 供电煤耗标准煤408 g/(kW·h), 较1980年降低40 g/(kW·h)。自1995年起, 中国的装机容量和发电量跃居世界第二位。

从美国引进技术在国内生产的300 MW和600 MW汽轮发电机组(进汽16.6 MPa、537/537℃)和配套的控制循环1026 t/h和2008 t/h锅炉, 首台于1987年和1989年分别在石横发电厂和平圩发电厂投入运行, 并已成批生产。中国电工制造业的综合生产能力亦由1980年的年产约5000 MW提高到1990年的年产约10000 MW, 包括引进技术或新设计的先进辅助设备。

为了补充国内生产能力的不足和提高中国火电厂技术水平, 从日本、西欧、美国、俄罗斯、东欧各国进口了300 MW到800 MW亚临界压力和超临界压力机组, 包括华能上海石洞口第二电厂的2台600 MW超临界压力(进汽24 MPa、538/566℃)机组。在汕头、重庆、深圳还建设了100 MW级的燃气-蒸汽联合循环发电机组。还从美国引进技术在国内生产21 MW和36 MW燃气轮机发电机组。为了执行1982年公布的《燃煤电厂大气污染物排放标准》, 新建和扩建电厂在可行性研究阶段均要进行环境影响评价, 新建电厂普遍设置了除尘效率98%以上的静电除尘器, 燃煤电厂为减少二氧化硫的排放进行了原煤预选的试点工作。干式石灰粉旋转喷雾烟气脱硫装置已试验成功, 华能珙璜电厂360 MW的湿式石灰石烟气脱硫装置已投入运行, 引进的410 t/h循环流化床锅炉也已投产, 中国的烟气脱硫和洁净煤技术开始起步。

第四阶段(1997年以后) 1998年中国装机达到

277289 MW, 其中火电为209884 MW; 发电量达1157.7 TW·h, 其中火电938.8 TW·h。全国长达23年的缺电状况得到缓解。但人均装机量只有0.21 kW·h, 人均年发电量只有900 kW·h, 排名在世界第80位以后, 电气化水平仍然很低。根据计划, 从2000年到2010年, 国民经济总值将增加一倍, 预计到2010年将需装机量达500000 MW。国家对电力发展的方针中, 对火电建设着重在优化结构。今后将以增装300 MW、600 MW及以上容量的机组为主, 对已装国产200 MW、300 MW机组进行技术改造, 对影响目前供电煤耗和环境质量的100 MW以下机组, 特别是50年代建设的中压和低压机组计划予以退役或改造为供热机组。环境保护方面从1997年开始执行新的《燃煤电厂大气污染物排放标准》, 对粉尘、SO₂和NO_x的排放提出新的要求, 并制订了两控区(即控制酸雨和控制SO₂地区)建设大电厂的限制条件, 大大促进了火电厂对排放的治理。2000年4月29日, 中国公布修订后的《大气污染防治法》, 开始实行按照向大气排放污染物的种类和数量征收排污费的制度。现在, 新建和扩建的大型机组均装有除尘效率99%及以上的静电除尘器; 各种烟气脱硫装置正在更大规模上装设, 并开始实现国产化。1025 t/h的常压循环流化床锅炉, 80 MW级的增压流化床联合循环发电机组, 以及400 MW级的整体煤气化联合循环发电机组, 都已计划引进。火电机组自动化方面, 大机组已普遍采用机、炉、电集中实现以微型计算机为基础的分程控制系统。

中国历年100 MW及以上火电机组装机情况见表3。中国1999年底已建及在建容量1400 MW以上火电厂的简况见表4。

表3 中国历年累计装设的100MW及以上火力发电机组的台数

年 份	单 机 容 量 (MW)										
	100	110~120	125	200~210	250~270	300	310~330	350	360	500	600~660
1960	5										
1970	15	1									
1980	62	8	42	15	2	4	2				
1985	83	8	52	46	2	10	2	2			1
1990	107	8	75	118	2	29	5	12	1		2
1995	133	10	102	175	3	80	7	14	4	4	6
1999	140	8	144	202	3	164	14	29	6	7	16

表4 1999年底中国已建及在建总容量1400MW以上火力发电厂

序 号	厂 名	省市区	已建容量 (MW)	构成: 台数×容量 (MW)	在建台数×容量 (MW)
1	邹县	山东	2400	4×300+2×600	
2	沙角C	广东	1980	3×660	
3	北仑	浙江	1800	3×600	2×600

续表

序号	厂名	省市区	已建容量 (MW)	构成, 台数×容量 (MW)	在建台数×容量 (MW)
4	张家口	河北	1800	6×300	2×300
5	溧阳	江苏	1600	2×50+3×100+4×300	
6	哈尔滨三厂	黑龙江	1600	2×200+2×600	1×600
7	陡河	河北	1350	3×125+4×200+2×250	
8	华能珙璜	重庆	1440	4×360	
9	元宝山	内蒙	1420	1×300+1×520+1×600	
10	台州	浙江	1410	6×125+2×330	
11	华能大连	辽宁	1400	4×350	2×600
12	华能福州	福建	1400	4×350	
13	华能南通	江苏	1400	1×350	
14	利港	江苏	1400	4×350	
15	望亭	江苏	1400	4×300+4×25+4×22+2×6	
16	靖远	甘肃	1100	4×200+2×300	2×600
17	华能德州	山东	1200	4×300	1×300
18	石洞口一厂	上海	1200	4×300	2×900
19	外高桥	上海	1200	4×300	2×600
20	盘山	天津	1000	2×500	2×800
21	绥中	辽宁	—	—	6×350
22	阳城	山西	—	—	5×600
23	后石	福建	—	1×600	

附录 1

香港和澳门特别行政区火力发电 分别属香港电灯有限公司 (简称港灯)、中华电力有限公司 (简称中电) 和澳门电力有限公司 (简称澳电) 运营, 装机均为火电机组, 1998 年装机容量构成和售电量见附表 1。

附表 1 香港和澳门特别行政区 1998 年
装机容量构成和售电量

项目	装机容量构成 (MW)					总装机 容量 (MW)	年售电量 (TW·h)
	燃煤汽 轮机	燃油汽 轮机	燃气 轮机	联合 循环	柴油 机		
港灯	2150	—	805	—	—	2955	9.693
中电	4108	—	300	2500	—	6910	25.482
澳电	—	40	45	—	280	365	1.6

注: 中电在广东省投资核电 (2100×75%) = 1380 MW, 抽水蓄能 (1200×50%) = 600 MW 未计在内。

香港电灯有限公司 (Hongkong Electric Company Ltd) 建立于 1889 年, 其供电范围为香港本岛及其附近岛屿, 1998 年装机总容量 2955 MW, 发电机组集中于南丫岛的南丫发电厂, 分三期建成: 第一期第 1、2 台 250 MW 机组于 1982 年发电, 第 3、4 台机组为 2 台 125 MW 机组, 分别于 1983 年和 1984 年发电; 第二期 3 台 350 MW 燃煤机组分别于 1986、1987 年和 1992 年投产; 第三期工程, 2 台 350 MW 机组, 于 1995 年及 1996 年建成。三期机组装有烟气脱硫装置; 第一、二期工程的机组亦正在增建烟气脱硫装置。港灯共有燃

气轮机 7 台共 805 MW, 主要带尖峰负荷及热备用。1998 年发电量均由南丫发电厂的机组完成。原计划在利洲电厂的燃油机组 870 MW, 已全部停用。港灯与中电有 3 条 132 kV 海底电缆互通电力, 最大输送容量可达 720 MV·A。

中华电力有限公司 (China Light & Power Company Ltd) 成立于 1901 年, 其供电范围为九龙、新界以及大屿山、长洲等附属岛屿。中电所属最大电厂为青山发电厂, 分 A 厂、B 厂, A 厂装有 4 台 350 MW 燃煤发电机组, 于 1982~1984 年投产, B 厂装有 4 台 677.5 MW 燃煤发电机组, 先后于 1985~1989 年投产。另有两个发电厂已停用, 一是青衣发电厂装有 6 台 120 MW 和 4 台 200 MW 燃油的汽轮发电机组, 总容量 1520 MW; 另一是位于九龙市区的鹤园发电厂装有 4 台共 264 MW 的燃气轮机发电机组。中电除与港灯联网, 于 1979 年开始与广东省电力系统联网。在大屿山岛有 3 台 100 MW 燃气发电机组的竹篙湾发电厂 (Penny's Bay Power Station) 于 1992 年投产。中电还与广东合作建设大亚湾核电站 (2×900 MW) 和广东抽水蓄能电厂 (4×300 MW), 并在新界建设容量为 2500 MW 的龙鼓滩发电厂, 该厂共装 8 台燃气蒸汽联合循环机组, 1~6 号机组已于 1996~1998 年发电, 7~8 号机组将在 2000 年建成。由中国南海气田用管道输送天然气。

澳门电力有限公司 成立于 1906 年, 负责供电给澳门半岛和凼仔、路环两岛, 总面积 23.6 km², 人口 43

万人。澳门发电厂装有9台中速柴油机发电机组（共50.20 MW）和3台15.12 MW燃气轮机发电机组，总容量95.56 MW。路环发电厂在1978年建成2台20 MW的燃油蒸汽发电机组，1987年和1988年装设2台28 MW的低速柴油机发电机组，1991年、1992年各建1台37.5 MW的低速柴油机发电机组，1995年、1996年分别投运1台51 MW柴油机发电机组。1984年澳门开始与广东联网，由广东向澳门供应尖峰电力。

附录 2

台湾省火力发电 1888年在台北装设蒸汽机发电供照明，是台湾火力发电的开端。1895年台湾被清政府割让给日本，至1945年回归中国成立台湾省前，台湾的电力工业由日本控制的台湾电力株式会社经营，其间于1905年建成龟水600 kW水电站，到1944年共有水电装机容量273 MW，火力发电8处共49 MW，其中北部发电所装机35 MW，高雄发电所装机13 MW。在第二次世界大战中由于战争破坏和失于修理，台湾的电力装机容量减少很多，据1946年成立的台湾电力公司（简称台电）报告，1945年末火电仅有32 MW发电能力，水电和火电合计生产能力为111 MW。

1946年后台湾公用电气事业由台湾电力公司经营

管理，全省电力发展可概括为以下几个阶段：①1946～1956年：主要恢复原有水火电厂发电能力，并恢复建设战后停建的水力发电工程，1949年总装机恢复到275 MW，其中火电为54 MW。②1957～1966年：利用美国援助基金开发水火电厂，南部、深澳发电所分别建成125 MW汽轮发电机组，使火电装机增加到757 MW。③1967～1977年：火电增长到5019 MW，占总装机的71.5%，林口发电厂、大林发电厂、协和发电厂相继装设了300、500 MW燃油汽轮发电机组，林口和大林发电厂并安装了71.2 MW和61.9 MW燃气轮机发电机组各4台。④1978～1990年：油价暴涨后，除煤油两用机组改烧煤，还建设了兴达发电厂、台中火力发电厂，所装550 MW汽轮发电机由台电与美国在台湾设厂合作生产，锅炉装设了烟气脱硫装置。通霄燃气轮机发电厂还增装了3台300 MW燃气-蒸汽联合循环机组。1990年火电装机9177 MW，占台电总装机16883 MW的54.3%。⑤1998年台电装机容量达到26680 MW，其中火力发电为17114 MW，占总装机的64.1%，南部电厂、通霄电厂、兴达电厂均加装了燃用天然气的燃气-蒸汽联合循环机组。

台电分年装机和发电量，火力发电装机和发电量列于附表1。台电主要火力发电厂概况见附表2。

附表1 台湾电力公司总装机容量和发电量，火电装机容量、发电量和运行指标历年发展情况

年份	装机容量			年发电量			火电运行指标	
	总装机 (MW)	火电装机 (MW)	火电比重 (%)	总发电量 (TW·h)	火电发电量 (TW·h)	火电比重 (%)	设备利用小时数 (h)	供电煤耗 标准 煤 g/(kW·h)
1946	111	32	28.8	0.468	0.004	4.7	1250	
1949	275	54	19.7	0.85	0.16	6.9	2960	
1966	1475	757	51.3	7.34	1.68	63.8	6182	
1970	2720	1820	66.9	13.00	10.40	80.0	5714	438
1977	7020	5019	71.5	29.72	25.63	86.2	5107	
1979	8183	5519	67.4	37.90	27.40	72.3	1965	422
1986	16595	8887	53.6	59.03	25.79	43.7	4370	350
1990	16883	9177	54.3	82.35	42.35	51.8	4645	319
1995	21898	12571	57.1	117.86	72.91	61.9	5800	344
1998	26680	17114	64.1	143.0	93.67	67.6	5473	341

注：1. 每g标准煤含热29.27kJ (7kcal)。

2. 设备利用小时数按当年发电量和年末装机容量计算。

附表2 台湾电力公司主要火力发电厂概况

厂名	装机容量 (单机容量 MW×台)	机组型式	投运年份	燃料	备注
南部	290×3 270×1	燃气-蒸汽联合循环 燃气-蒸汽联合循环	1993~1996 预定2001	天然气	原有汽轮机已退役拆除
深澳	75×1 125×1 200×1	汽轮机 汽轮机 汽轮机	1960 1961 1968	煤油两用 煤油两用 煤油两用	
通霄	300×3 350×2 320×1	燃气-蒸汽联合循环 燃气-蒸汽联合循环 燃气-蒸汽联合循环	1982 1992 预定2000	重油，柴油 重油，柴油 柴油，天然气	300MW由3台燃气轮机 1台汽轮机组成 350MW由3台燃气轮机 1台汽轮机组成

续表

厂名	装机容量(单机容量 MW×台)	机组型式	投运年份	燃料	备注
海口	300×1 300×1 71.2×4 150×2	汽轮机 汽轮机 燃气轮机 燃气轮机	1968 1972 1975 1998	煤油两用 油 柴油 柴油, 天然气	1986年改烧煤, 出力改为 300MW
大林	300×2 375×2 300×1 61.9×4 550×1	汽轮机 汽轮机 汽轮机 燃气轮机 汽轮机	1969, 1970 1972, 1973 1975 1975 1994	油 油 油 柴油, 天然气 LNG, 油两用	1984年改烧煤, 锅炉重新改造 1990年改烧液化天然气 (LNG)
协和	500×3 500×1	汽轮机 汽轮机	1976, 1977, 1979 1985	油 油	原设计带基本负荷, 后 改调峰运行
兴达	500×2 550×2 440×5	汽轮机 汽轮机 燃气-蒸汽联合循环	1982, 1983 1985, 1986 1998, 1999	煤油两用 煤油两用 天然气	烧煤设计, 有烟气脱硫装置 烧煤设计, 有烟气脱硫装置
台中	550×4 550×4	汽轮机 汽轮机	1991~1992 1996~1997	煤为主, 油备用 煤为主, 油备用	详见台中发电厂

台湾缺乏能源, 1990年全省消费能源 5073 万 t 油当量, 自给率仅 6.6%。1990年台电 9177 MW 火电机组中, 燃油 4754 MW、燃煤 3675 MW、燃天然气和液化大天然气 (LNG) 748 MW。大林电厂 500 MW 机组已自 1990 年改烧 LNG, 扩建的 550 MW 机组亦燃用 LNG。火电厂供电煤耗 1998 年已降低到标准煤 311 g/(kW·h), 比 1970 年的标准煤 438 g/(kW·h) 降低了 97 g/(kW·h), 主要原因是高效大机组和燃用 LNG 机组的逐年增加。

台湾省的大工业用户设有自备热电联供的发电厂或供热的锅炉房, 台电采取鼓励大工业用户建设自备发电厂政策。1995 年台电由工业自备电厂购电 2.889 TW·h, 1998 年增至 4.308 TW·h, 占台电 1998 年发电和购电量的 3.01%。

台湾还在推行“电源民营化”的咨询服务工作, 1998 年已与麦寮汽电公司、长生电力公司等 7 家火电公司签订购售电合约。麦寮正在进行施工的 3 台 600 MW 蒸汽机组, 长生正在进行施工的燃用天然气的两组各 480 MW 的联合循环机组, 有望于 1999 年开始供电。

4. 中间再热汽轮机

中间再热汽轮机 (reheating steam turbine)

主蒸汽在高压缸做功后, 返回锅炉的再热器中再加热, 然后引入中压缸和低压缸内继续做功的汽轮机。采用中间再热可提高汽轮机的热效率, 又可减轻湿蒸汽对低压缸末两级的冲蚀 (见再热循环), 广泛用于 100 MW 以上的汽轮机。

蒸汽在汽轮机中膨胀做功的中途抽出送回锅炉再行加热一次, 称为一次中间再热; 若在两种不同的中间压力下抽出再行加热则称二次中间再热。一次中间再

热一般可使热效率相对提高 5%, 二次中间再热, 还可使热效率相对再提高 2% 左右。随着超超临界压力机组的发展, 采用二次中间再热对提高汽轮机热效率有更明显的效果。

蒸汽从高压缸排出示回锅炉再热后进入中压缸, 在再热器和相应的蒸汽管道内会有大量蒸汽积蓄, 机组甩负荷时易使汽轮机超速, 在进行功率调节时会有很大时滞, 为此在再热蒸汽进入中压缸前须经过中压截止门和中压调节阀控制, 以改善汽轮机的调节性能。

4. 中速磨煤机

中速磨煤机 (medium speed mill) 利用碾磨件在一定压力下作相对运动时碾磨表面对煤的挤压作用来磨制煤粉的机械设备。中速磨煤机转速介于低速磨煤机和高速磨煤机之间, 一般立轴转速为 20~330r/min。磨煤机尺寸大时, 立轴转速低, 以维持恒定的磨盘外缘的线速度 (约 3~4 m/s)。在中速磨煤机中, 磨盘在立轴带动下中速转动, 煤进入磨盘并由磨盘、磨辊 (或钢球) 两个碾磨件的相对运动被碾磨, 主要是被压碎, 由于碾磨件的相对滑动, 也有部分研碎作用。为加大对煤层的压力, 除靠磨辊 (或钢球) 的自重外, 主要是靠装有弹簧或液压缸的加载装置对碾磨件施压。

中速磨煤机的上部装有粗粉分离器, 与下部碾磨区构成一个整体, 安装在统一的密封壳体内。热空气由碾磨区下方经设在周边的进风环送入磨煤机, 并在碾磨区将煤干燥, 同时又将研磨过的煤粉送入粗粉分离器, 合格的煤粉被气流携带送往锅炉燃烧器, 粗粉再返回碾磨区重复碾磨。

中速磨煤机上部的粗粉分离器型式有离心挡板式、旋转式和组合式 (即离心挡板和旋转式组合) 几种。组合式粗粉分离器是近年发展起来的, 它能获得较好

的煤粉均匀性。

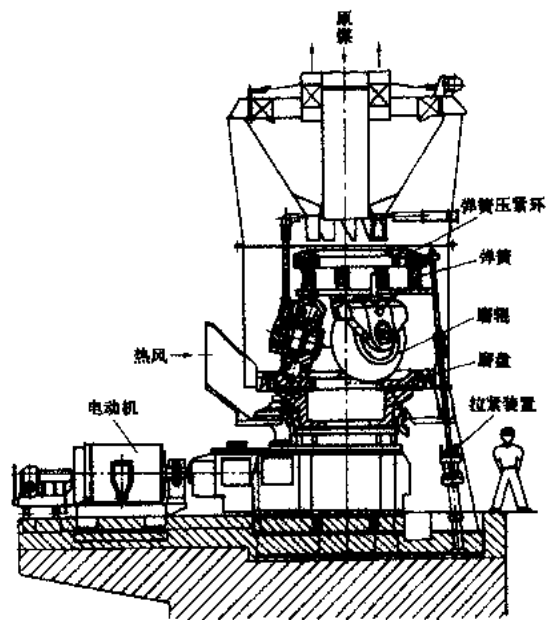


图1 MPS 轮式磨煤机

中速磨煤机按碾磨件形状可分为辊式和球式两类。属辊式的有MPS型及MBF型轮式磨煤机，RP、HP(RP的改进型)型碗式磨煤机及LM型平盘式磨煤机；属球式的是E型(或ZQM型)球式磨煤机。几种磨煤机的结构示于图1~图6。

中速磨煤机具有结构紧凑、占地少、金属磨耗量低(约10~50 g/t煤)、噪声小、密封性能好、适用于正压运行、电耗低(约为筒式磨煤机的50%~75%)等优点。煤粉细度 R_{90} 可在10%~35%范围调整。其缺点是

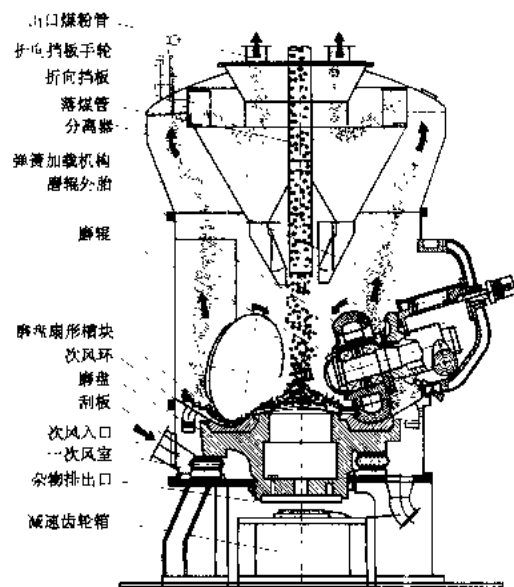


图2 MBF 轮式磨煤机

进风温度不宜太高，煤与干燥剂接触晚，不易磨高水分的煤，一般多用于磨制磨损性不强的烟煤，部分中速磨

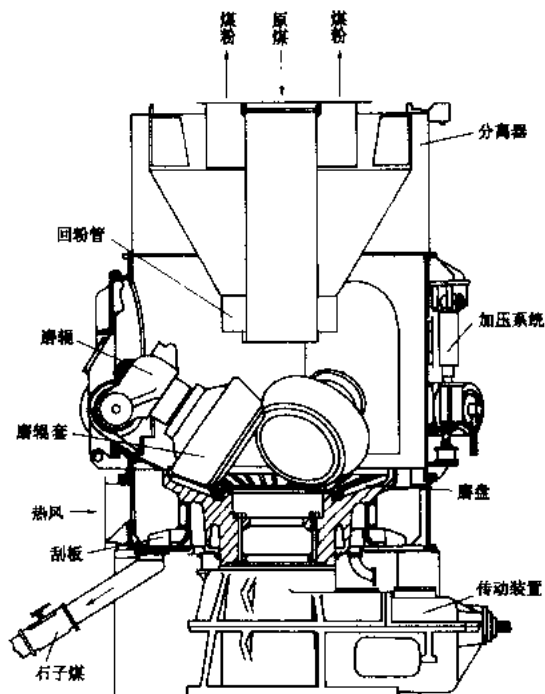


图3 RP 型碗式磨煤机

煤机(如MPS)也可以用来磨制硬褐煤；另外设备结构复杂，运行维护要求严格，运行中需不断排出石子煤，制粉系统设计时应考虑相应可靠的输送装置。

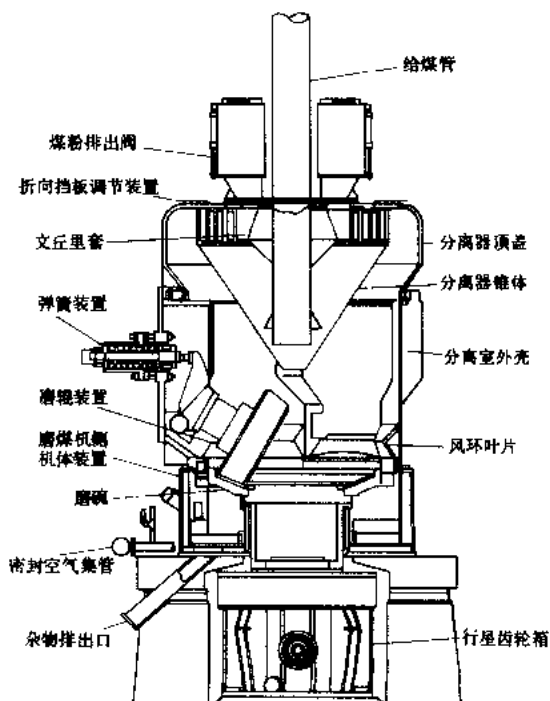


图4 HP 型碗式磨煤机

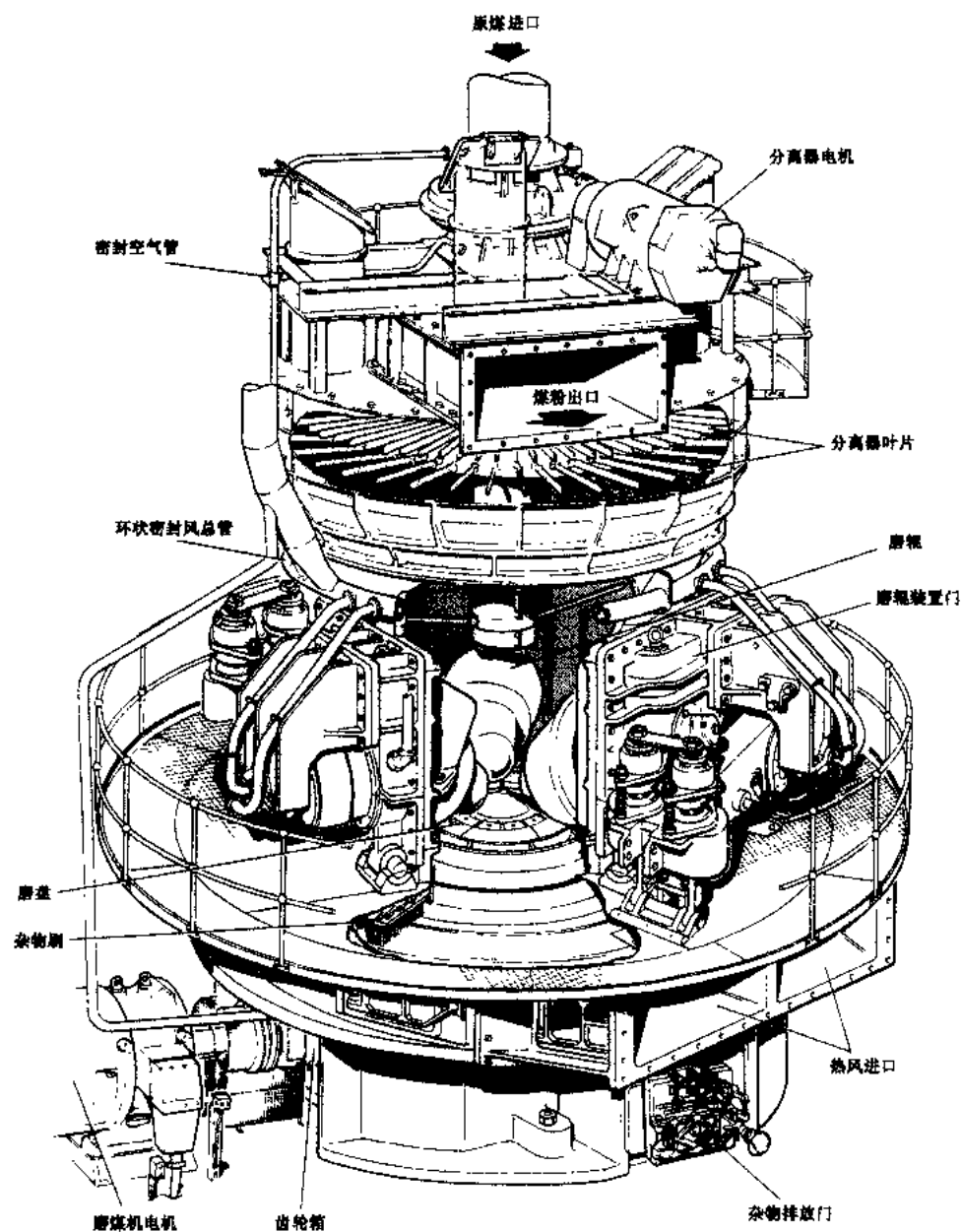


图5 LM型平盘式磨煤机

几种中速磨煤机各有特点。MPS 磨煤机因辊轮大、煤的咬合性好，因此在容量大型化、对煤种的适应性、磨煤电耗等方面较 RP (HP) 磨煤机强，但更换碾磨件比 RP (HP) 磨煤机工作量大。RP 磨煤机过去在运行中暴露了结构设计方面的许多问题，制造厂做了许多改进，主要是：将辊子直径放大，宽度减少以减轻不均匀磨损；将减速箱原蜗轮蜗杆传动改为齿轮减速，以使减速箱可以自由拉出；将原液压加载改为弹簧加

载以减少液压加载系统中的泄漏问题；风环结构也由原斜叶片和缝隙组合式改为全斜叶片式。经过上述改进后 RP 磨煤机更名为 HP 磨煤机，其磨损件寿命增加 1/3，机械方面故障率减少，性能得到较大改进。MBF 磨煤机则综合了 MPS 和 HP 磨煤机两者的优点。LM 型平盘式磨煤机的电耗在几种中速磨煤机中属最低，但碾磨件寿命较短。E 型磨煤机碾磨件寿命最长，且在整个寿命期内出力恒定，但结构较复杂，上压

紧环易脆裂，磨煤机阻力和电耗也较高。

中速磨煤机的碾磨件采用镍硬铸铁、高铬铸铁（MPS、E 型）及堆焊硬质合金（HP 型）。采用上述耐

磨材料后 MPS 磨煤机和 HP 磨煤机寿命几乎相当。在磨制中国大同煤时，MPS、HP 型磨煤机寿命可达 11000 h，E 型磨煤机可达 14000 h 左右。

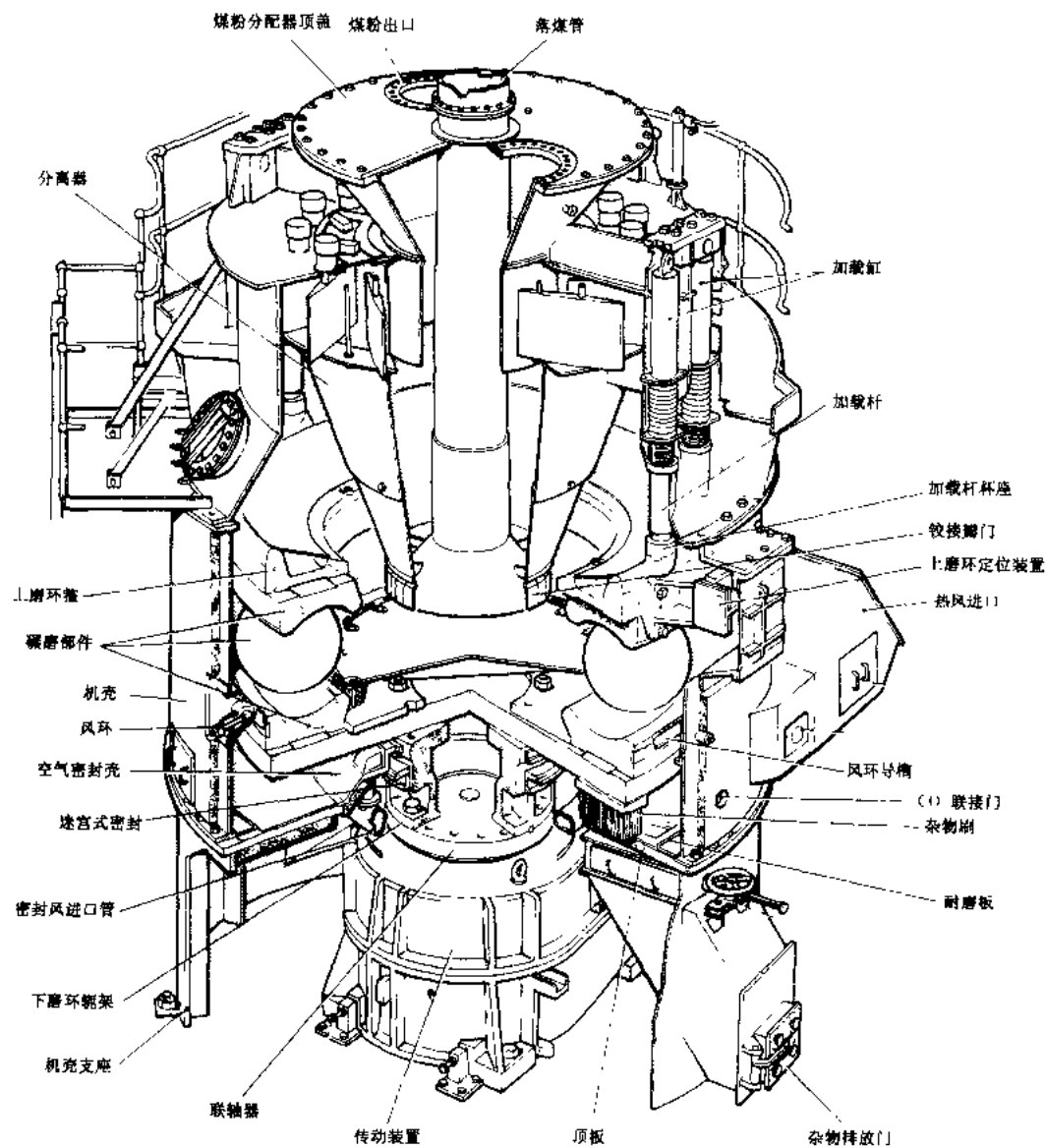


图 6 E 型球式磨煤机

zhongxing shuichuli

中性水处理 (neutral water treatment, NWT) 见加氧处理。

zhongyagang qidong

中压缸起动 (start-up by means of IP turbine) 见机组起动。

zhongya lianhe qiemen

中压联合汽门 (intercept valve) 见自动主汽门。

zhongzi yanshe

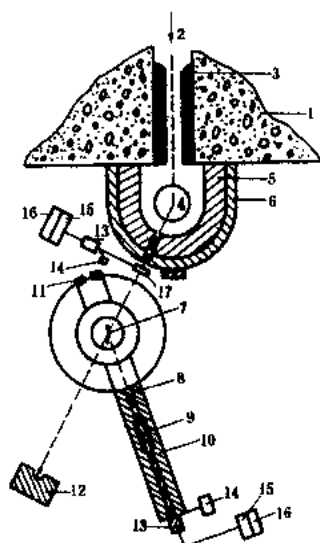
中子衍射 (neutron diffraction) 利用热中子束与研究物质产生相干效应得到散射系统信息以研究物质结构的技术。中子与其他基本粒子一样，具有

波、粒两象性。由于中子的质量较大，在室温下中子的波长与固体、液体的原子间距具有同等量级，成为中子与物质相干效应的重要条件。中子具有磁矩，可与磁性原子相互作用，由磁的弹性散射可研究物质的磁结构，以及由磁的非弹性散射可研究物质各种磁的激发态。

中子衍射装置 可分中子源和检测系统等两部分。

中子源 有高通量核反应堆或脉冲中子源（由电子直线加速器、质子直线加速器或脉冲反应堆产生）。反应堆根据用途及目的不同，有动力堆、实验堆、材料试验堆、生产及研究堆等。但用在中子衍射的是研究堆。从研究堆出来的中子束，是发散多色的，故在中子与研究物质产生衍射以前，必须通过准直器和单色化。

检测系统 与样品相互作用后，进行检测，其系统



二轴中子衍射仪结构示意图

1—反应堆防护；2—中子束；3—第一准直器；4—单色器及单色台；5—含硼石蜡防护；6—铅砖；7—样品及样品台；8—第三准直器；9—中子探测器；10—探测器防护；11—反承重；12—捕捉器；13—前置放大器；14—高压；15—放大器；16—定标器；17—监视器

与X射线衍射仪的结构基本相似，由测角仪、记录系统、控制系统及防护体等组成（见二轴中子衍射仪结构示意图）。近年来，中子衍射装置不断发展，除二轴中子衍射仪外，还有三轴谱仪、四圆中子衍射仪、多用途二轴中子衍射仪、极化中子衍射仪、飞行时间中子谱仪、中子小角度散射装置、自旋回波谱仪等。

中子衍射的应用 主要是一些X射线衍射不易解决的问题，如在晶体结构、磁结构、液态及非晶态结

构方面的分析研究应用较多。

晶体结构 有质子位置的测定（无机与有机含氢的晶体、生物分子等）、轻元素位置的测定、近邻元素合金有序与无序问题的研究、相变研究和声子谱及色散研究等。

磁结构 有反铁磁体、亚铁磁体、铁磁体及超导体的磁结构研究，螺旋磁结构、非共线反铁磁结构的研究，磁电子分布的研究，自旋波色散及磁振子能谱的研究等。

液态及非晶态结构 有单原子系统、多原子系统及分子液体等。

zhou cheng hejin

轴承合金 (bearing alloy) 滑动轴承中与轴颈相配的轴瓦用的低熔点合金，起减摩作用，又称轴瓦合金。在工作时轴瓦与轴颈间形成楔形油膜将轴颈托起。轴承合金的组织一般是由硬的质点均匀分布在软的基体中，硬质点起支承轴的作用，软基体具有防止与轴颈黏附的摩擦相容性、补偿滑动表面初始配合不良的顺应性、容许硬质颗粒嵌入以减轻轴颈刮伤的嵌入性。轴承合金还要求有一定的抗压强度与抗疲劳强度，以及相应的耐磨性、导热性、耐腐蚀性、加工工艺性和价格低廉等特点。

常用轴承合金有巴氏合金（即巴比特合金）和铜合金等。巴氏合金有锡基和铅基等不同类型。锡基巴氏合金是一种性能良好，使用历史悠久的轴承合金如ZChSnSb11-6，主要成分为Sn、Sb、Cu，价格较高，用于高速重载的重要轴承和大型轴承，常用于汽轮机发电机轴瓦。铅基巴氏合金如ZChPbSb17-1，主要成分为Pb、Sb、Cu，性能不如锡基巴氏合金好，但价廉，应用较广，适用于中速、中载且荷载比较稳定的轴承。铜基合金有含Sn、Pb的锡青铜，如ZQSn10-1，适用于中速、重载或受冲击荷载的轴承；含Sn、Zn、Pb的锡青铜，如ZQSn6-6-3，适用于中速中荷载的轴承。铅青铜适用于速度较高，受冲击荷载的轴承，例如ZQPb30。铝青铜适用于低速重载轴承。铝合金，抗压和抗疲劳强度较高，导热性和耐腐蚀性好，用于内燃机和空气压缩机轴承。

zhou cheng zhongdong jianshiqi

轴(承)振动监视器 (shaft/bearing vibration monitor) 汽轮机监视仪表系统中监视主轴或轴承振动的装置。汽轮发电机组是多轴相连（构成轴系）的高速旋转机械，振动的大小反映转子动平衡、轴系对中、轴承润滑以及轴系稳定性等方面的问题；另外运行机组的异常情况或事故先兆，也会从机组振动变化中

反映出来。因此轴承振动和轴振动是汽轮机起、停和运行中的主要监视参数。(见机组振动)

传感器 汽轮机振动的基本波型是正弦波,测量振动的振幅(位移)、速度和加速度都可获得振动信号。基于这个原理,振动传感器可分为测量振动速度的电磁式、测量振幅的涡流线圈式和测量振动加速度的压电晶体式三种。这些传感器的输出信号经过处理均能直观反映振动的频率、振幅和波形等特性,如与鉴相器(指示转子凹槽位置作为相位参照基准)配合还可测出振动的相位。

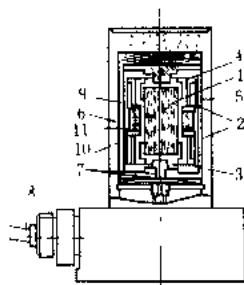


图1 电磁式振动传感器剖面图

- 1 永久磁铁; 2—测量线圈;
3、4—弹簧片; 5 测量元件壳体;
6—外壳; 7—输出导线;
8—屏蔽电缆; 9、10 吸磁器;
11—保护气体(氮)

电磁式 如图1所示,测量线圈2由弹簧3、4支持,置于永久磁铁1形成的磁场间。传感器固定在被测轴承上,永久磁铁1随轴承振动,因振动频率远高于测量线圈1的自振频率,使线圈几乎处于绝对静止状态,于是线圈与磁场形成相对运动使线圈中产生与振动的频率、波形相一致并与振幅成比例的感应电压信号。

涡流线圈式 这种传感器的探头可置于接近被探测的金属物表面,形成数毫米的空气间隙,探头端有线圈与其他电气元件组成振荡回路,使线圈中有高频电流通过,并在被探测物表面感应产生涡流。涡流的大小与空气间隙大小成反比。涡流又影响振荡回路中的电流大小,结果使间隙的变化比例于振荡电流变化。经检波、滤波等处理后,回路中可以输出与间隙(位移)变化成比例的电流信号。这种传感器也可以用于位移测量,原理框图见图2。

压电晶体式 采用压电晶体做敏感元件,其上压有重块,当重块感受加速度时,会改变作用在晶体上的压力,使晶体产生与加速度相对应的电荷,再经处理便可获得振动的电信号。这种传感器在汽轮发电机上应用较少。

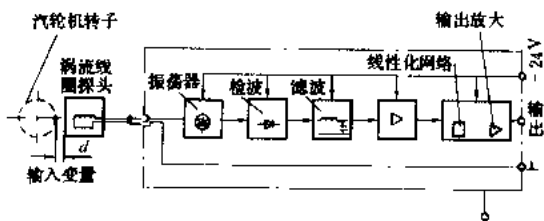


图2 涡流线圈式传感器原理框图

振动测量 一般汽轮机只监视各轴承的振动,即在轴承箱上安装垂直和水平方向的电磁式传感器。现在大容量汽轮机已发展到直接监视主轴的振动。轴振动测量方法有两种,一种是把电磁式振动表通过连杆插入轴承内直接与主轴接触进行测量,由此测得轴的绝对(相对于地面)振动;另一种是用涡流线圈式传感器伸到接近主轴表面处进行测量,但后者因传感器本身固定在轴承盖上,故只能测得轴与轴承之间的相对振动。为此要采用电磁式与涡流线圈式相结合的双传感器,才可测出轴承以及轴的相对和绝对振动。

见汽轮机监视仪表。

轴电流

轴电流 (shaft current) 由轴电压引起的从透平发电机组轴的一端经过油膜绝缘破坏了的轴承、轴承座及机座底板,流向轴的另一端的电流。

产生的原因 轴电压的产生主要有下列原因:①汽轮机低压缸内的干蒸汽与汽轮机叶片相摩擦产生静电电荷,使转子充电而产生轴电压,但其能量很小;②发电机定子绕组端部连接线分布不对称,定子和转子不同心,定子扇形硅钢片导磁率不同,装配不当或发电机的非正常运行状态等原因引起磁路不对称而产生轴电压;③静止可控整流励磁系统中晶闸管的点燃在励磁电流中出现峰值脉冲,在磁路不平衡的情况下,这些峰值脉冲也会产生轴电压;④转子绕组两点接地短路或匝间短路会产生轴向不平衡磁通,使转子轴向磁化,在轴颈和叶轮处产生自激单极电势。轴电压的大小随各个机组的具体情况而不同。一般说来,机组容量越大,其气隙磁通和结构的不对称性也越大,而磁场中谐波分量和铁芯饱和程度以及定子的不平整度也越大,轴电压峰值也就越高。轴电压的波形具有复杂的谐波分量,采用静止可控整流励磁的机组其轴电压波形中还有很高的脉冲分量,对油膜绝缘特别有害。当轴电压达到一定值后,如不采取适当的措施,则油膜被击穿而产生轴电流。

危害 若发电机组的轴电流很大,则轴电流通过的轴颈、轴瓦等有关部件将被烧伤,汽轮机的主油泵的传动蜗杆和蜗轮将被损坏;轴电流引起的电弧也会烧蚀轴承部件并使轴承的润滑油迅速老化,从而加速轴承的机械磨损;轴电流还会使整个汽轮机部件、发电机端盖、轴承和环绕轴的其他部件发生强烈的磁化,在轴颈和叶轮处产生单极电势。

防止措施 现代发电机组为了防止静电效应产生的轴电压,将发电机的汽轮机侧的轴接地,以释放汽轮机低压段的静电电荷。为了降低发电机组由于磁路不对称引起的轴电压,设计发电机时应考虑消除或减少

轴电压中的三次或五次谐波分量的措施,改善发电机结构,在安装时应改进工艺水平,设法防止转子偏心。为了切断轴电流,一般在励磁机侧包括发电机轴承、氢冷发电机的油密封、水内冷发电机转子的进出水支座和进出水管法兰、励磁机和副励磁机轴承与机座底板之间加装绝缘垫,轴承座的紧固件和连接到轴承座的油管也要与轴承绝缘。近年来还采用了双层绝缘的措施,并在机组运行中监视轴电压和轴承绝缘的完整性。对用可控整流励磁的透平发电机在最末端轴伸上加装电刷接阻容滤波接地装置,以降低轴电压幅值和改善轴电压波形。大型透平发电机组为防止转子绕组两点接地短路而产生的轴电压,在运行时投入励磁回路一点接地保护装置。

zhouwa sunhuai

轴瓦损坏 (bearing damage) 轴承瓦面乌金被擦伤、磨损、熔化,丧失正常承载能力。无论推力轴承或支持轴承瓦面在运行中损坏,如不及时处理,都会引起动静部分严重碰磨导致事故。

损坏原因 主要有轴承断油、油质不洁、动静负载过大、修刮工艺不当等。

轴承断油 原因有:①机组启动定速后,在注油器工作失常或主油泵出口逆止门卡涩等情况下,停止高压油泵,主油泵失压而润滑油泵又未能及时联动;②在启动停机过程中,润滑油泵工作不正常,厂用电中断,直流油泵又不能及时投入工作;③油系统积存大量空气;④在正常运行中,油管道破裂大量漏油,润滑油压严重下降,低油压保护又不能及时投入;⑤在切换冷油器、滤油器等设备时,由于误操作而断油。

油质不洁 油中含有金属末、沙粒、焊渣等机械杂物。

动静负载过大 静载荷过大是造成轴瓦碾压、乌金熔化的常见故障。其原因是设计负载过高、轴瓦标高调整不当和轴向推力过大等。动载荷过大可造成乌金碎裂、脱胎。动载荷过大一般是由轴颈相对于轴承振动的幅值(双振幅)超过轴瓦顶隙(直径间隙)引起的。

防止措施 ①油系统中的重要阀门应采用明杆门,以便识别阀门状态,并有明显的禁止操作警告牌,严守操作规程,以防误操作。②直流油泵电源熔断器容量在不影响电源安全的情况下,宜选用较高等级。交流润滑油泵应进行全负荷启动试验,低油压保护系统应定期进行试验。③高压油泵出口额定油压应低于主油泵出口额定油压,以便安全切换。主油泵应在汽轮机达到额定转速之前,约2800 r/min自动投入工作。④机组启动之前应先启动低压润滑油泵,排出系统空气,然后

再启动高压油泵。在投入冷油器、过滤器等设备之前,应排除容器内的空气。⑤新机组启动之前应进行油系统清洗,其油质清洗度必须符合要求,运行中投入油净化装置,除去油中杂质及水分。⑥正确调整轴瓦间隙、标高、轴承润滑油量,刮瓦工艺正确合乎要求,合理分配轴承负荷,合理调整轴封间隙以防油中带水。⑦机组正常运行,进入轴承的油温应保持在38~45℃范围内,温升一般不超过10~15℃。⑧消除机组过大振动。⑨运行中发现下列情况之一时,应立即打闸停机:任一轴承回油温度超过65℃或迅速升高至55℃;轴瓦乌金金属温度超过105℃或迅速升至95℃;轴承内冒烟;润滑油泵启动后油压低于允许值;在额定转速下轴振动超过250 μm或轴瓦振动超过150 μm。

zhouxi niuzhen

轴系扭振 (torsional vibration of shaft system) 汽轮发电机组轴系的扭转振动,简称扭振。

当轴系传递力矩时,在其各个断面上因其所受扭矩的不同而产生不同的角位移。当扭矩受到干扰,如扭矩瞬时变化、扭矩突然卸去或加载时,则轴系产生按其固有扭振频率的扭转振动。事实上轴系驱动发电机的扭矩始终存在着周期性的变化,即强迫扭振,因其振幅不大,不致引起危害。但遇到大的干扰扭矩,或干扰扭矩的频率与轴系固有扭振频率共振时,则会产生轴系或长叶片的损伤或断裂。为防止扭振损坏设备,转子设计阶段就应对轴系扭振频率进行核算,并使之避开工作频率及其倍频的一定范围,为了验证计算的可靠性,尚需在运行机组上进行实测。

原因 扭振导致设备损坏的起因是,在不利的情况下,电力系统的电气性能与汽轮发电机组轴系的机械性能互相影响而引起机电耦合共振,或者由于电力系统故障使转子承受过大的扭矩所造成。这种机电性能互相作用的影响有次同步共振、超同步共振和电力系统故障三类。

次同步共振 现代大容量汽轮发电机组轴系的固有低阶扭振频率常常低于工频。电网是由电阻、电感和电容组成的电气回路,本身存在固有的电气自振频率。远距离高压输电线路往往采用串联补偿的办法以提高其输送容量。当采用串联补偿以后,电网的自振频率降低。如果遇有扰动,电网的自振频率与电网的工频相叠减,形成拍频作用在发电机上,可使轴系产生强迫扭振。此强迫扭振频率如与轴系固有扭振频率相同而共振时,称为次同步共振。此时扭振振幅不被衰减,可能使轴系某一断面造成疲劳损伤而破坏。

超同步共振 又称倍频共振。当发电机三相负荷不平衡时,发电机每旋转一周,轴系扭矩有两次变化,

即轴系扭矩受两倍工频的干扰。如果轴系的固有扭振频率或转子上的部件如叶片的振动频率也是两倍工频,则可能引起轴系超同步共振的危害。

电力系统故障 当发电机母线或外部线路发生短路故障,或故障消除,或开关操作,或重合闸动作,或非同期并网等,都会使轴系扭矩瞬时增大,可能超过设计值或引起轴系大幅度扭振而导致严重后果。

研究进展 近十余年来世界各国对系统干扰与轴系安全问题进行了大量研究工作。目前理论问题已解决,可计算轴系固有扭振频率,并根据轴系材料性能估算大轴的疲劳寿命消耗。欧美等国还研制了成套的在线监测仪器安装在系统中,捕捉了事故下的各种电气和机械参数,包括轴系所经受的扭矩。实测结果认为:

(1) 次同步共振可使大轴的疲劳寿命消耗达100%,即一次就能造成损伤,故应极力避免。如采取措施可使每次事故的疲劳寿命消耗降到1%以下。

(2) 超同步共振应尽力避免。

(3) 过去认为发电机出口处三相短路时主轴扭矩最大,但实验结果证明非同期并网和故障消除时的扭矩比它大许多倍,特别三相重合闸动作时有可能使主轴疲劳寿命消耗达100%,应绝对避免。

zhóuxì wēndìngxìng

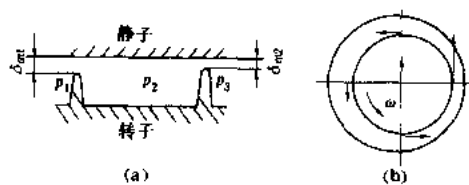
轴系稳定性 (shafting stability) 汽轮发电机组轴系在工作中能否稳定运行的性能。轴系中的工作参数(如转速、轴承载荷、油膜厚度、动静间隙等)变化时,会影响转子轴承系统的稳定性能,使汽轮发电机组发生自激振动,这种现象简称轴系或转子失稳,而发生自激时的转速则称为失稳转速。轴系稳定性对机组的安全运行至关重要。稳定性通常以其失稳转速的高低及其对数衰减率的大小来衡量。例如美国西屋(Westinghouse, WH)公司规定,如使用短圆轴瓦时,失稳转速不应小于工作转速的125%,对3000 r/min的机组即不应低于3750 r/min。计算失稳转速通常是指对数衰减率为零时的转速。在额定转速下如有足够大的对数衰减率,将有利于轴系的稳定,但究竟应取何数值,尚无定论。汽轮发电机组可能产生的自激振动主要有油膜振荡和蒸汽激振两种。

油膜振荡 见油膜振荡。

蒸汽激振 或称间隙激振,是由蒸汽通过动静间隙流动时激励转子发生的低频自激振动。通常发生在高参数大容量汽轮机的高压挠性转子上。

蒸汽激振力的主要来源有:①由于转子位移,使端部轴封腔室静压力周向变化而产生的激振力。如图所示,图(a)为端轴封简图, δ_{m1} 为入口间隙, δ_{m2} 为出口

间隙,腔室中压力 p_2 与 δ_{m1} 和 δ_{m2} 的大小有关,当 $\delta_{m1} > \delta_{m2}$ 时,腔室中形成大的激励压力变化;当 $\delta_{m1} < \delta_{m2}$ 则相反,起不到激励作用。②由于转子位移使叶顶间隙周向不均,从而沿圆周间隙损失发生变化,蒸汽沿圆周做功不平衡产生激励力,如图(b)所示,在转子中心上作用有与转子一同回转的不平衡激励力 F 。上述两种激励力的大小均与汽轮机负荷有关,负荷高激励力大。此外,采用喷嘴调节的汽轮机,当部分进汽的作用力是减轻轴承载荷时,也能造成转子轴承系统的不稳定振动,但其激振机理与前述两种力不同。



端轴封蒸汽激振示意图

(a) 端轴封展开示意图; (b) 作用于转子的不平

衡激励力示意图

消除蒸汽激振的措施,一是限制产生激励力的条件;另一是增加系统阻尼,主要是增加轴承阻尼。这些措施可归纳为:①改变调节汽门开启顺序;②调整转子和汽缸的中心关系;③端部各段轴封设计成锥形,即进汽侧齿尖间隙小于排汽侧的齿尖间隙;④改进轴承参数或采用稳定性能好的轴瓦;⑤缩短转子跨距以提高临界转速。

zhóuxiàng wēiyí jiānshìqì

轴向位移监视器 (axial shaft displacement monitor) 汽轮机监视仪表中用于监视主轴推力盘位移的监视装置。汽轮机动静部分的间隙很小,蒸汽作用于转子的推力由推力轴承承受,使转子轴向位移不致过大,以保持动静部分不碰磨。但汽轮机运行中可能因负荷突增、进水等种种异常情况引起推力剧增,导致推力轴承乌金受损或融化,使转子发生大的位移,引起动静部分严重碰磨,造成汽轮机重大损伤事故。故轴向位移监视器是汽轮机监视仪表系统中的重要组成部分。

轴向位移监视器的传感器常用涡流线圈式[见轴(承)振动监视器],安装在主轴圆盘平面或轴头端面附近。为了提高监测的可靠性,可设置两个探头同时监视主轴上的两个垂直平面。

见窜轴保护、汽轮机监视仪表。

zhūguāngtǐ nǎirengāng

珠光体耐热钢 (pearlitic heat resistant

steel) 正火后的组织为铁素体加珠光体,包括部分贝氏体或马氏体组织的耐热钢。由于珠光体耐热钢中合金元素含量较少,总量在5%以下,为低合金耐热钢,最常用的为含铬、钼、钒等的合金钢,如15CrMo、12Cr1MoV、12Cr2Mo(美国ASTM为P22、T22)和ZG20CrMoV等,也有再附加钨、钽、铌、镍、硅和硼等强化元素的,如12Cr2MoWVB、12Cr3MoVSiTb、20Cr1Mo1VTb、25CrNiMoV以及美国ASTM A213的T23和T24等。珠光体耐热钢的最高金属工作温度按其合金化程度的不同为500~600℃。在它们各自的使用温度范围内有足够的高温强度,抗氧化腐蚀性能和良好的组织性质稳定性,并且工艺性能良好,价格低廉。在火电厂珠光体耐热钢得到最广泛的使用,普遍用于高温高压、超高压、亚临界及超临界机组中上述工作温度范围的锅炉受热面管子、蒸汽管道、联箱、汽轮机转子、汽轮机汽缸铸件及紧固件等金属构件。

zhuguangti qiuhua

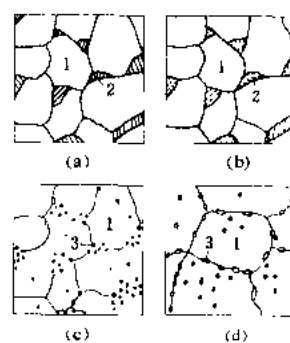
珠光体球化 (spheroidization of pearlite)

钢中片状珠光体组织,在高温下运行时,随时间增长所发生的形状与尺寸改变的现象。珠光体中的片层状渗碳体(在合金钢中称碳化物)逐步变化为球状,并随温度升高和时间延长而继续聚集长大。珠光体球化和碳化物聚集是珠光体球化过程的两个阶段,但没有明显的区分界限,很难严格区分。一般认为当珠光体区域存在时,则球化是主要的,而在珠光体区域因球化而消失后,则主要是碳化物球尺寸变大,即碳化物聚集。

简史 珠光体耐热钢的珠光体球化研究工作与钢种的使用及进展有关,大致从20世纪30年代开始。1931年美国密执安大学的J. H. 泰勒(J. H. Taylor)研究了珠光体钢在临界点以下温度的球化现象,并阐明“完全球化”的意义。1941~1946年,美国通用电气公司S. H. 韦弗(S. H. Weaver)发表了珠光体球化现象对低碳钢钢种蠕变和持久强度影响的研究成果。1952年苏联热工研究院(ВТИ)H. B. 乌里扬诺娃(H. B. Урлянова)等,发表了珠光体球化对15号优质碳素钢及15Mo钢力学性能影响的研究成果,并在此前于1950年发表了15Mo钢球化级标准,其试样为试验室模拟。1961年英国中央发电局L. H. 托夫特(L. H. Toft)等发表了1%Cr-0.5%Mo钢的珠光体球化对性能影响及球化等级标准,其试样直接取自电厂实际运行的过热器管。1965年中国电力科学研究院吴非文等发表了12Cr1MoV钢珠光体球化对钢力学性能的影响及球化等级标准(草案)。其试样取自试验室模拟及火电厂实际运行的主蒸汽管。

片状珠光体球化过程 珠光体球化是热力学的自动过程。对钢中相同体积的碳化物来说,片状比球状、小直径的球比大直径的球具有更大的表面积,因而表面能较大,就力求减少表面积,降低表面能,这种过程要通过原子扩散进行。因此,只有当温度足够高,原子活动能力增加,且时间足够长时,才能发生珠光体球化和碳化物聚集过程。珠光体球化过程如图所示。图中(a)为原始组织的铁素体和片层状珠光体,经分散(b)、成球(c)、小球变大球,最后成为铁素体加球状碳化物的组织,大量的碳化物球分布在铁素体晶界上(d)。

珠光体球化对钢性能的影响 珠光体球化通常使钢的室温抗拉强度 σ_b 和屈服强度 σ_s 降低,钢的塑性随球化过程的发展有所提高,钢的蠕变极限和持久强度下降。对不同的钢其影响程度不同。如15号碳素钢,严重球化后 σ_b 比未球化的降低了17%,而15Mo钢则为24.8%。由于珠光体球化对钢的强度性能、蠕变极限和持久强度影响幅度较大,影响高温构件的安全运行,对此应加强监督。



珠光体球化过程示意图

(a) 原始组织; (b) 珠光体分散;
(c) 成球; (d) 球化组织
1—铁素体; 2—片层状珠光体; 3—球状碳化物

影响珠光体球化的因素 主要是温度、时间、应力、钢的化学成分和组织状态等。①温度愈高,球化过程进行愈快。某温度下,到达一定球化程度的时间 t 与温度有如下关系: $t = Ae^{\frac{b}{T}}$,式中 T 为金属的绝对温度, A 为由化学成分和组织状态决定的系数, b 为常数。②时间愈长,球化愈严重。③拉应力使球化过程加速。有拉应力时,将使完全球化的时间比无应力下减少1/3。④凡是稳定碳化物的合金元素如Cr、Mo、V、W、Nb、Ti等都减慢球化过程速度。钢中含碳量愈少,则珠光体球化对钢的影响愈小。

珠光体球化级别 是一组类似于图示的有不同球化程度的金相照片,通常与有关力学性能,如室温强度、硬度等对照。该级别代表了钢从未球化状态到严重球化和完全球化状态的全过程各个阶段。可以用这组标准图片来对照运行后锅炉管或其他高温部件所处的球化程度,并用这一无损方法,把球化级上对应的强度、硬度来估算其强度、硬度降低的程度。由于球化对不同钢的性能影响不同,因此对不同钢均制定了各自

相应的球化级标准,如15号碳素钢和15Mo钢的6级球化标准,其中1~2级为轻度球化,3~4级为中等程度球化,5~6级为严重球化。1%Cr-0.5%Mo钢的球化级标准分为A~F共6级。12Cr1MoV钢球化级标准(草案)包括未球化、轻度球化、中度球化、完全球化和聚集式球化等五个等级。

参考书目

关非文,火力发电厂高温金属的运行,北京:电力工业出版社,1979

主变压器安装

(main transformer installation)

主变压器包括升压变压器和联络变压器。大型主变压器运输时为减小重量和体积,不带附件,不充变压器油而充氮或干燥空气以防绕组受潮。安装工序包括:本体就位、器身检查及附件安装、真空注油和整体密封检查等。在安装中及安装完成后需进行电气试验,以验证变压器厂提供的性能数据。当试验结果表明变压器绕组受潮时,需经干燥方可投运。

就位 大型主变压器的运输重量有数百吨,应考虑搬运途经的道路及卸车场所的地基承重能力。通常用起重机或卷扬机卸车、拖运起吊就位。找正时若制造厂有要求,应使其顶盖沿气体继电器的气流方向有1%~1.5%的升高坡度。对运抵现场后短期不能安装、又不能及时充油的变压器,应定期检查其充气压力,若压力下降很快,表明器身有渗漏,必须及时处理和补气,防止潮气侵入。

器身检查及附件组装 变压器在运输途中受到颠簸和振荡,所以都要进行器身检查,主要是检查紧固件、绝缘件和绕组等部件;检查后进行附件组装,包括冷却装置、储油柜、套管和温度继电器等。器身检查及附件安装时需吊罩(或罩器身)或不吊罩从人孔进入器身内进行工作。此时绕组暴露在空气中,为了防止潮气进入,工作时间应少于按气候条件规定的时间。大型变压器组装工作往往需要数天,为保证绝缘不致受潮可采取的措施是:①工作中断时把合格油充入,直到绕组顶部,下次工作前排油,并用干燥空气置换油箱中空气,确信氧含量大于18%后,工作人员方可进入,当天工作结束后再次充油。②工作时间变压器连续通入干燥空气,随时检查空气的露点应在规定范围内,当天工作结束后,器身内用压缩空气保持正压。这两种措施以后者较为简便。

真空注油 高压变压器应采用真空加热注油的方法,从变压器下部油阀注入合格的热油。真空度、油温及注油速度应按照规定,注油结束后要继续维持真空

度一段时间,以排出绕组空隙中残存气体和防止外部浸入潮气。对220 kV以上的超高压变压器,真空注油完毕后还应进行规定时间的热油循环,以排尽死角残存气体。最后取油样试验合格,注油结束。

变压器干燥 可视绝缘受潮程度采用热油循环真空干燥法、热油真空雾化干燥法、铜损干燥法或铁损干燥法进行干燥。①热油循环干燥法是在变压器油箱内充满绝缘油后用油泵迫使绝缘油经加热器、过滤器和油箱循环流动以去除潮气;②热油真空雾化干燥法是将变压器油箱内的油全部放出,另备干燥的变压器油加热后用油泵经喷嘴将油雾化喷向绕组,绕组受热后潮气蒸发排出;③铜损干燥法是向变压器绕组通电产生铜损使温度升高,排出其中的潮气;④铁损干燥法是在油箱外面绕上励磁绕组,通电后在油箱壁上产生磁通,由铁损产生热量进行干燥。由于安装工程的新变压器多为轻度受潮,故用热油循环真空干燥法较多。

整体密封检查 为防止渗漏油,安装时要注意处理好变压器本体及其附件的密封问题。安装完毕后进行整体密封检查,要求使附件的最高点承受0.3 m油柱压力,或在储油柜处加入规定压力的氮或干燥空气,在规定的时间内无渗漏为合格。

试验 安装后应按照规定进行绕组直流电阻测量、变压比和极性检查、绕组的绝缘电阻测定及耐压试验、相位检查、绝缘油试验等,合格后方可通电投运。投运前变压器要求静置的时间不少于72 h。

主变压器的运行

(operation of main transformer) 主变压器和发电机一般为单元连接,是将发电机电力经升(电)压后输入电网的必不可少的主要设备。其投入和运行期间的检查、操作、监测具有自身的要求和特点。变压器异常和故障的正确处理是运行的重要内容。

投入运行前的检查 主变压器不论是新安装后投入,还是经检修后投入,为保证其安全可靠运行,值班人员在收回工作票并终结后,必须对该主变压器本体一、二次回路及各辅助设备作仔细检查。重点包括保护系统、监测装置、冷却系统、一次设备、消防设施、绝缘等。

保护系统检查 ①继电保护系统的检查:检修后投入运行前需查阅继电保护装置的校验报告;若继电保护系统有更改,应逐一查阅设备异动报告;核对继电器的整定值、名称、标志有否更改;校验结果是否正常;检查信号装置的动作、指示是否正确等。对于新安装的主变压器第一次投运前,除上述检查内容外,尚应了解

继电保护系统配置的完整性和各继电器整定值配合的合理性,并依据继电保护整定书逐一和装置上的整定值位置核实无误。②瓦斯保护的检查:投运前应检查气体继电器内有无气体存在,如有气体应先放尽;应试验上、下两对常开触点,上常开触点闭合后能正确发出信号,下触点闭合时应能动作于主变压器各侧断路器跳闸,无发电机主断路器时应跳发电机灭磁开关,高压工作变压器低压侧断路器。③防雷保护的检查:在雷雨季节来临前,各侧避雷器必须投入运行,雷雨季节过后可投入运行也可退出运行。对于超高压的主变压器(如500 kV),其避雷器不仅防雷击过电压,对操作过电压也能起到一定的保护作用,所以该避雷器在雷季过后也不允许退出运行。此外,还需检查避雷器及其接地是否良好,是否已装上雷击计数器(有的还附有避雷器泄漏电流表),并记录其数值。

监测装置的检查 ①检查电流表、电压表和温度测量仪表是否齐全完好,表计的测量范围是否适当,如果表计为三相合用,还需检查切换开关是否可靠;②大、中型变压器的箱盖上有上层油温的测量装置,包括带电接点的压力式温度计和电阻式遥测温度计,应检查压力式温度计的发信正确;③在线监测装置(如油色谱分析仪)已经投入,数据正常;④油位计指示应清晰、正确,并在当时环境温度相符的油位线上;大容量主变压器装有带电触点的油位表,则需检查其触点动作的正确性。

冷却系统的检查 ①检查冷却系统供电电源正常,其常备用电源自动切换校验动作正确可靠。②冷却风扇转向正确,运转正常。检查潜油泵运转正常,油流方向正确,流量表指示正常。③对于强迫油循环水冷装置应先将整组冷却系统投入试运行,并按一定程序先后有序地起停。投入时首先应起停冷却油泵,使油通过冷油器循环,检查油压是否在正常范围内,再观察油的流量表,数值是否正常。只有当油泵工作正常后方可起停冷却水泵,检查冷却水压正常,水压一般比油压至少低 $0.5 \times 10^5 \text{ Pa}$ 左右,然后检查压差继电器,当水压大于油压时保护装置应能准确地发信报警。④冷却系统中应有的油温计、水温计应齐备、完好,指示正确。⑤冷却系统的冷却器、油管、水管、法兰等应无渗漏,如有渗漏应予消除。

一次设备外表检查 ①检查储油柜,油位计应完好,安全气道的保护膜应完好无损;②检查净油器,主变压器投运前应将净油器投入,排出内部空气,待有油溢出时,关闭放气阀;③检查吸潮器和气体继电器的硅胶颜色是否变微红,如有则需更新;吸潮器底部的油封盖内是否放了油;气体继电器与储油柜之间的连通蝶阀应开足;④检查接地装置,主变压器的外壳以及其他

附属设备的外壳,例如冷油器、潜油泵、控制箱等都必须可靠地接地;⑤检查各级电压的出线套管与导电排、绞合导线或电缆的连接应良好,接头上应贴上示温片,三相油漆颜色应正确无误;⑥检查分接开关(固定式或有载调压式)位置符合调压要求;⑦变压器的命名应与调度规定的命名一致,其附属设备的命名应冠以该变压器的命名,以防止值班人员误走仓位;⑧变压器区域的通道四周应按法规设有宽敞的走道和操作走廊,走道和走廊必须畅通,包括应装设固定的扶梯;⑨事故放油坑的排油坑内应无油水滞留,对新安装第一次投运的主变压器的事事故放油坑至事故储油池之间的管道应做通水试验,以保证其管道畅通。

消防设备的检查 主变压器附近现场应有足够数量的消防设施和器材(如消防栓、黄砂箱、移动式大型灭火器等);大容量主变压器应装设固定的自动水喷淋装置,其地面以上的阀门、管道应有良好的保温,出口阀门后的管道应有放水阀,以防冬季因积水结冰而冻裂;自动水喷淋装置应确认校验正常。

绝缘检查 送电前应对主变压器各电压侧绕组的对地绝缘电阻以及各电压绕组之间的绝缘电阻进行测量,同时记录测量时的上层油温和环境温度。将测量结果与历史记录或原始数据相比较,应符合《电气预防性试验规程》的要求。

主变压器的投用 包括投用方式和带负荷运行应按有关行业标准制定现场运行规程。

投用 与发电机成单元连接的变压器投入时,都在发电机并网过程中以零起升压的方式投运;带有联络变压器功能,且与发电机之间设有断路器者可以用零起升压的方式投运,也可以从高压侧以全电压充电方式投入,但不管何种方式,高压侧中性点应予直接接地,变压器投用后应作外部检查。

带负荷运行 变压器带负荷运行中除一般常规的检查外,最主要的是对温度和油质的监督。

(1) 温度的监控:主变压器的铁损和附加损耗仪与运行电压有关,与负荷电流大小几乎无关。而铜损则为负荷电流的平方乘以电阻,即 $\Delta P_d = I^2 r$, $(\Delta P_d = \sum_{i=1}^n I_i^2 r_i)$ 。变压器各绕组的电阻与绕组的温度又有关,所以主变压器负荷运行时的绕组温度、上层油温与其电压(铁损和附加损耗)、电流、环境温度、投运冷却器台数等有关。运行中,最严重的是冷却器系统供电电源中断。所以主变压器都配置有在线备用冷却器。运行规程中应制定冷却器投运组数及与其对应的允许连续运行容量,以及因冷却器系统电源故障而使冷却器全部停用后所允许的负荷与时间对应关系。如××厂600MW机组主变压器运行规程规定:

冷却器运行台数			1	2	3	4	5
绕组 温度	65℃	允许容量 (MV·A)	204	390	514	612	697
	55℃		146	335	450	542	621

冷却器全部停用后允许的运行负荷和时间的关系:

运行负荷	100%	75%	50%	空载
允许时间 (min)	10	20	35	90
绕组温度 (℃)	67	65	60	52
油温升 (℃)	52	52	52	52

当机组以最大连续出力运行时,如果环境温度或冷却器水温度过高、电压低于额定电压(或电流超过额定电流)、功率因数低于额定值时,都有可能使主变压器绕组温度超过规定值,故值班人员应加强对上述参数的监视和调整。如发生冷却器系统电源全部失去时,值班人员应快速降负荷(有功和无功),同时稳定锅炉燃烧;迅速恢复冷却器的供电电源。为给恢复电源争取足够时间,可逐步降低负荷直至空载运行。

(2) 变压器的油质监督:包括定期进行油质化验、用气相色谱分析检验油组分的变化、油中含水量的测定等内容。

定期进行油质化验。在一般情况下,可不作全部物理和化学试验,而仅做简化试验,其内容包括下列各项:闪点、机械杂质、游离碳、酸值、电气强度试验、水溶性酸和碱、水分。只有在验收新油、对再生油、对新安装的变压器油方做全部试验项目。每次取油样试验结果应与上一次及历年取油样试验的结果作比较,以掌握油质性能变化的趋势。对电压在 35kV 及以上的运行中的变压器油和备用变压器油每年至少取样作一次简化试验;变压器每次大修后,应取样作简化试验。

生产现场多年的实践已充分证明,应用气相色谱分析来检验变压器油中溶解气体的组成成分和含量,是早期发现变压器内部潜伏性故障(如局部过热和局部放电等)的一项较为有效的方法。油和固体有机绝缘材料因变压器故障而被分解所产生的气体的组分和含量、与故障的类型及其严重程度有密切的关系。对于不同性质的故障,绝缘物分解后将产生不同的气体;而同一种性质的故障,由于故障程度的不同,其所产生的气体的速率和数量也不相等,而与绝缘油的种类和牌号没有关系,所以能够根据油中气体的组分、含量和产气速率来判别故障的性质和严重程度。现在大容量变压器还配置在线色谱分析仪,对运行中的变压器油进行连

续监测。在线色谱仪在投运前应进行标定,运行中如发现色谱仪的数据有上升趋势或有突变时,应即取样分析,根据其组分和含量来判断故障的性质及其严重程度。运行中的变压器油要定期取样进行气相色谱分析,新投产的变压器运行初期须缩短取样周期,藉以及早发现变压器内部存在着的潜伏性故障,并能监视、掌握故障发展的趋势,判断这些故障是否危及变压器的安全运行。为使气相色谱分析变压器油的结果能够真实地反映设备的实际运行情况,除在分析时应排除强制油循环系统中因油泵故障导致油质色谱异常外,正确取样是个关键。气相色谱分析的判别标准和方法是:当变压器内部一切都正常时,油中溶解气体的含量不应大于下表所列的数值:

气体组分	含量 (10 ⁻⁶)
总烃 (C ₁ +C ₂)	100
乙炔 (C ₂ H ₂)	5
氢 (H ₂)	100

根据气相色谱分析所得各种气体组分可按特征气体法和三比值法进行故障判别。特征气体法能比较直观、方便地初步判断故障性质,如一般过热性故障;严重过热性故障;局部放电、火花放电、电弧放电故障等。三比值法判断故障性质:是用四种特征气体的三对比值来判断变压器的故障性质。

由于各种原因(如油/水冷却器的泄漏)使油中含有微量水分,逐渐被固体绝缘材料所吸收,使绝缘下降。当含水量超过一定值后,设备的绝缘会明显地下降,直接威胁到变压器安全运行。测定绝缘油中的含水量,可以作为油质及变压器安全运行的监测手段之一。

主变压器套管及分接开关箱的变压器油也应定期取样进行色谱分析和绝缘测试。

变压器在运行中绝缘油的电气绝缘强度逐渐降低至标准以下,且不是由于进水而引起,而且其化学性能试验结果仍符合标准规定,若变压器也没有条件进行停电滤油或调换合格的备用油时,对电压为 10kV 及以下的变压器允许在带电状态下进行滤油,直至电气绝缘强度恢复符合标准为止。

变压器异常运行和故障处理 对主变压器运行中的异常和故障,应及时检查,找出原因予以消除。

变压器绕组和上层油温度超过允许值 检查:①检查变压器的负荷和冷却介质的温度,并与相同负荷和冷却条件下的温度进行核对;②核对测温装置的准确性;③检查冷却装置(包括风机、油泵、水泵)是否正常运行 处理:①若不能确认为表计指示错误时,应适当降低变压器的负荷,以限制温度的上升,并使之逐步降低到允许范围内;②如变压器的温度较正常时相



同工况下高出 10°C ，而上述检查项目的设备均正常，则可认为变压器内部有故障，应尽快停用该变压器；③对于大容量变压器装有在线气体监测器时，应对各种气体含量与正常值进行比较分析。

变压器油位异常降低 ①如因长期轻度漏油，应补充油，并安排消缺；②如大量漏油，油位迅速降低，又无法制止时，应停用变压器；③对于充油套管，当套管无油位时，应停用变压器；④水冷强油导向变压器的冷油器渗漏，如监视不当，油渗入水中时间较长，也会引起变压器油位下降；⑤气温骤冷，对油枕装有胶囊密封保护的变压器要防止假油位。

水冷强油导向变压器的冷却系统故障 冷却装置供电电源全部中断，应尽快恢复电源，一时不能立即恢复，可逐渐降低负荷，争取时间恢复供电电源。当负荷降到零，按运行规程规定的时间内还不能恢复供电电源，变压器应停止运行。

瓦斯保护报警 应立即对变压器本体进行检查，查明动作原因。分析是否因侵入空气、油位降低、二次回路故障造成，或是变压器内部故障造成。如瓦斯继电器内存有气体时，应记录气体量，鉴定气体颜色及是否可燃，并通知有关人员取气样和变压器油样作色谱分析，根据有关规程和导则判断变压器的故障性质及处理。当运行中需采集瓦斯继电器内的气体时，必须注意登高过程中人身安全，应保证人身与带电部位的安全距离，决不可将火种直接在瓦斯继电器处测试气体的可燃性。采集后的气体尽快送有关部门化验。

压力释放装置动作 ①检查动作后是否返回，有否大量喷油；②检查喷油后是否着火，根据具体情况做出相应处理。

变压器的紧急停用 变压器有下列情况之一时，应要求立即停用，必要时按运行规程规定先停用后汇报：①变压器内部响声很大，有爆裂声；②在正常负荷及冷却条件下，变压器上层油温不正常升高且继续不断上升；③由于变压器故障引起油枕或防爆门喷油；④由于严重漏油致使瓦斯继电器看不见油位或油面低于油位计指示限度；⑤油色恶化过甚，油内出现碳质等；⑥套管有严重破损和放电现象或严重漏油；⑦压力释放装置动作而不返回，向外大量喷油；⑧干式变压器绕组有放电声并有异臭等。

变压器自动跳闸 当变压器自动跳闸时，如有备用变压器，应迅速将备用变压器投入运行，然后立即查明变压器跳闸原因。如无备用变压器时，则需根据告警指示查明何种保护装置动作。如验证变压器跳闸不是由于内部故障引起，而是由于过负荷、外部故障或保护装置二次回路故障所造成，则消除上述故障后，允许试送；若变压器为内部故障保护动作，排除误动作的可能

以及有内部故障的征象时应隔绝检修。

变压器着火 变压器着火时应不经联系立即断开各侧电源，停用冷却装置，并立即通知消防部门。如有喷淋灭火装置时应检查是否已自动喷水灭火，否则应迅速人工投入喷淋灭火装置灭火。在消防人员人工灭火时，应注意变压器爆炸危害的设防；若油溢在变压器顶盖上着火，则应打开下部放油阀，将油放至适当油位；若变压器内部故障引起着火时则不能放油，以防变压器发生严重爆炸。

参考书目

徐名通. 电力变压器的运行与检修. 北京: 水利电力出版社, 1987

zhubianqiqu buzhi

主变压器区布置 (main transformer area layout) 对主变压器及其附属设备作合理布置的设计工作。

主变压器一般布置在汽机房外侧。在有发电机电压负荷的电厂或热电站中，主变压器布置在发电机电压配电装置和更高电压的配电装置中间。当主变压器和发电机作单元连接，且采用分相封闭母线时，主变压器一般都靠近汽机房布置。也有将汽机房靠近冷却水源布置，而将主变压器放到锅炉房外侧，以缩短循环水管长度。

主变压器区内还布置有中性点设备如隔离开关、中性点避雷器、电流互感器等。35kV 变压器的中性点常装有消弧线圈。主变压器高压侧出口常装有避雷器，这些设备的布置要便于引线又不妨碍变压器的搬运。

高压厂用工作和备用变压器根据接线的方便，也布置在主变压器区。

主变压器和厂用变压器可以就近利用汽机房行车起吊检修，并考虑设置通向汽机房大门的道路。

主变压器区的设备均为露天布置，应设避雷针或避雷线作直击雷保护。

油量在 1000kg 以上的变压器下应设能容纳 100% 或 20% 油量的油坑，并应有将油从油坑排到安全处所的设施（如总事故储油池），不允许排入下水道，以免引起污染危害。各变压器之间及变压器与建筑物之间的距离要符合防火间距要求，如无法满足时，在变压器之间应设防火墙；建筑物的外墙应在变压器外廊两侧各 3m、变压器高度以上 3m 的水平线下的范围内不开门、窗或通风孔。

zhuchangfang buzhi

主厂房布置 (main power building arrange

ment) 主厂房是火力发电厂安置主要生产设备的建筑物。现代常规火电厂常将主厂房划分为汽机房—除氧间、煤仓间—锅炉房及炉后装置三个建筑区域。汽机房和除氧间主要用来布置汽轮发电机组、回热加热器、给水系统等热力设备和相应的管道以及厂用电气设备。煤仓间和锅炉房用来布置锅炉、制粉设备及相应的烟道、风道和煤粉管道。炉后装置包括除尘设施、烟

气脱硫装置、引风机和烟囱,以及部分灰渣处理设施。大型机组的单元控制室,多布置在两台锅炉之间,有的布置在除氧间或汽机房外侧。

火电厂的主厂房布置设计和施工、运行以及建设费用的关系至为密切。设计中必须按照火电厂的生产流程和施工、运行、维护、检修等管理特点布置有关设备,全面规划管线和通道,充分考虑采暖通风和采光照

明,保证必需的检修空间和运行条件,达到运行安全经济、布置整齐合理、施工维护方便。主厂房内相同型式的机组宜尽可能采用相同的布置方式。

主厂房的布置形式多种多样。在中国的火力发电厂中常采用外煤仓布置(即按汽机房—除氧间—锅炉房—煤仓间的顺序排列)和内煤仓布置(即按汽机房—除氧间—煤仓间—锅炉房的顺序排列,在这种布置形式中,也可将除氧间和煤仓间合并成—间)两种形式。80年代后,中国的大中型火力发电厂一般都采用内煤仓布置。

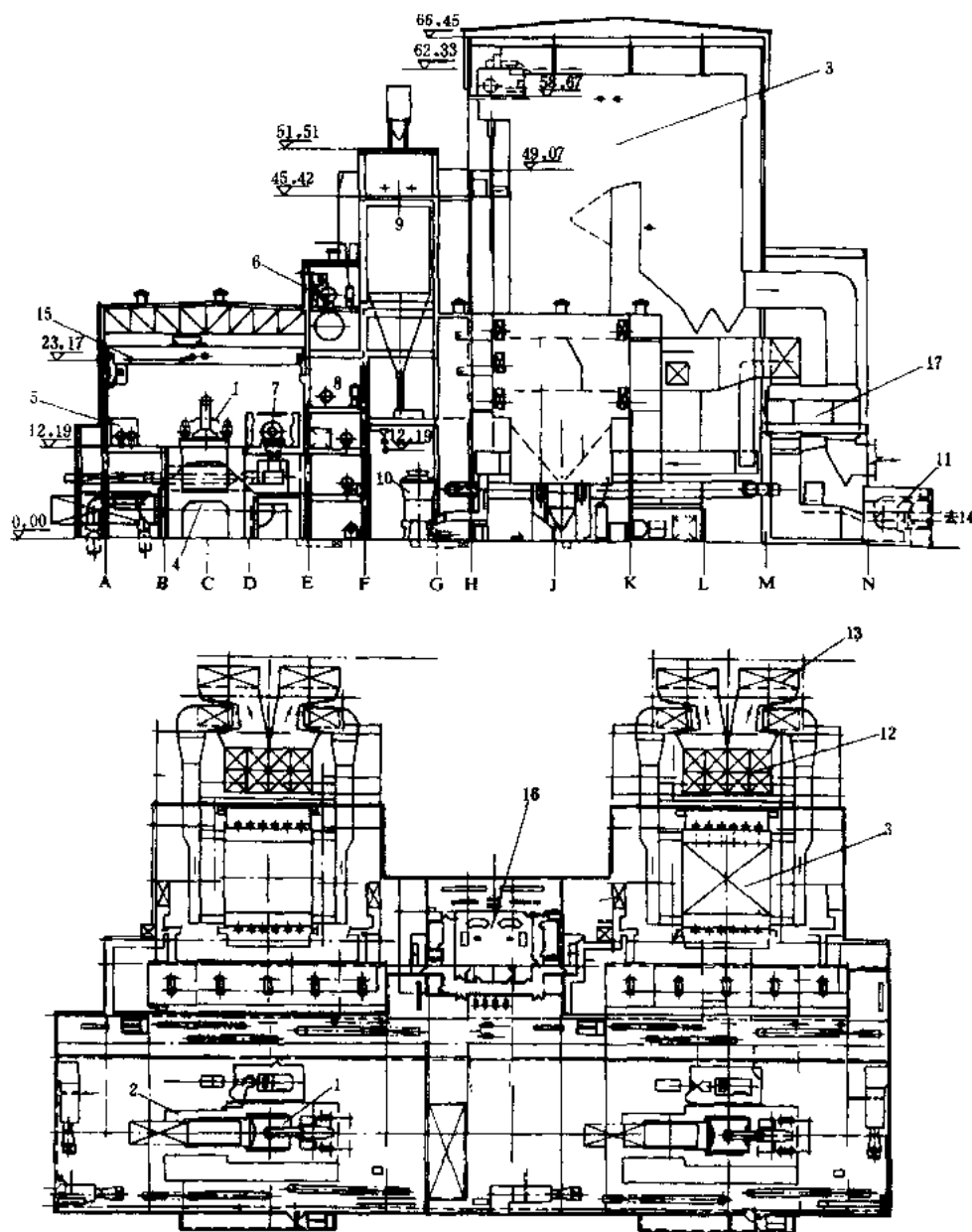


图1 汽轮机纵向布置主厂房平、断面示意图

1—汽轮机;2—发电机;3—锅炉;4—凝汽器;5—低压加热器;6—除氧器;7—给水泵;8—高压加热器;9—煤斗;10—磨煤机;11—送风机;12—电气除尘器;13—吸风机;14—烟囱;15—桥式起重机;16—综合控制楼;17—空气预热器

汽轮发电机组布置 一般采取室内布置,汽轮机运转层以上设有封闭屋盖。美国南方地区有为数不多露天布置的汽机房,中国曾对个别电厂试行汽机房露天布置。

汽轮发电机组在汽机房内有纵向布置和横向布置两种布置方式。前者机组纵轴线和汽机房纵轴线平行;后者两轴线相互垂直。纵向布置时汽机房跨度较小,纵向长度较大,为使锅炉中心与汽轮发电机组中心对准,故锅炉之间的距离较大,可用来布置综合控制楼或低压厂用电气设备(图1)。横向布置时汽轮机头部朝向

锅炉,通常将机炉中心对准,以缩短汽水管道的长度;但汽机房跨度较大,纵向长度较短(图2)。

汽机房运转层有平台式和小岛式两种布置方式。平台式布置是各台机组的运转层楼板连接成片,平台上留有供垂直起吊用的孔洞,运转层宽敞,可充分利用中间夹层,使检修时的活动范围比较宽裕。小岛式布置是各台机组各自独立,用走道相连接。中国300 MW及以上的机组多采用平台式。

回热加热器布置 高压加热器和低压加热器有立式和卧式之分。立式加热器一般布置在运转层以下,上

部设有带活动盖板的孔洞,供检修起吊之用;卧式加热器多布置在汽机房或除氧器间各层;第一级(或第一、二级)低压加热器由于进汽压力甚低,常由制造厂直接布置在凝汽器内。除氧器有立式、卧式和内置于水箱内三种。水箱均为卧式;除氧水箱布置高度应保证给水泵或前置泵具有足够的吸入压头。除氧器可露天布置。

汽轮机辅助设备布置 凝汽器、真空泵、凝结水泵、抽气器、润滑和调速油系统、凝结水精处理装置、工业水冷却器、电动给水泵、汽泵前置泵、采暖通风空调等辅助设备,多布置在汽机房零米地面。凝结水泵布置在凝汽器热井附近。循环水泵一般布置在接近水源处;为节省循环水压力钢管长度,也可布置在汽机房外侧的小室内。汽动给水泵组一般布置在汽机房运转层。

锅炉布置 一般均采用露天布置,但在炉前、燃烧器及锅炉等处设围护区,以便运行

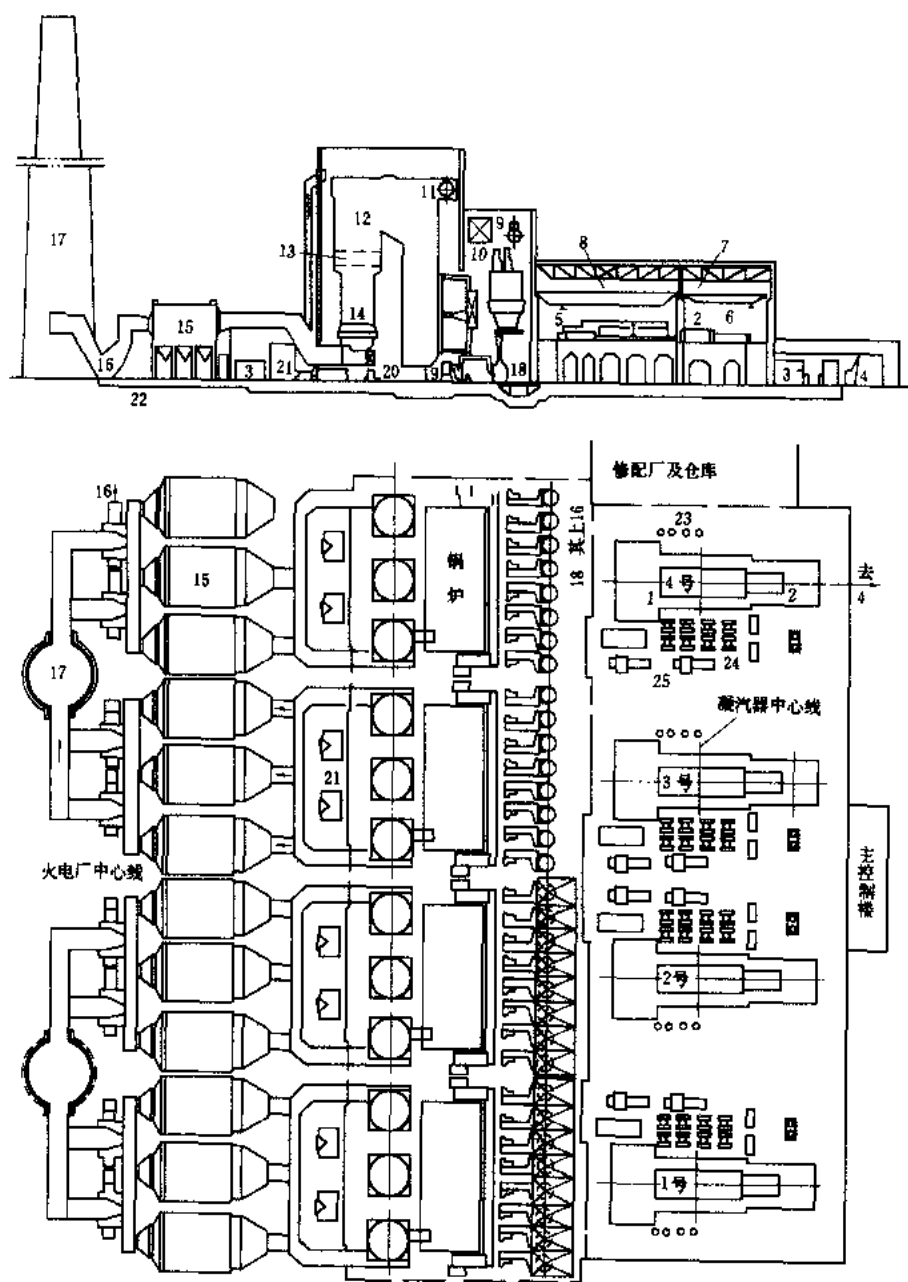


图2 汽轮机横向布置主厂房平、断面图(图注参见纵向布置示意图)

维护。在高寒地区的中小型锅炉采用室内布置,大型锅炉多采用锅炉整体的紧身围护措施、在锅炉周围的走道外侧设置围护结构加以封闭。大型锅炉运转层采用小岛式,并通常与煤仓间各层标高用走道相连通。

锅炉辅助设备布置 送风机一般布置在锅炉两侧或尾部的零米地面上。引风机布置在炉后通向烟囱的地面上。磨煤机、原煤斗、煤粉仓和制粉设备一般布置在炉前或炉侧的煤仓间内。

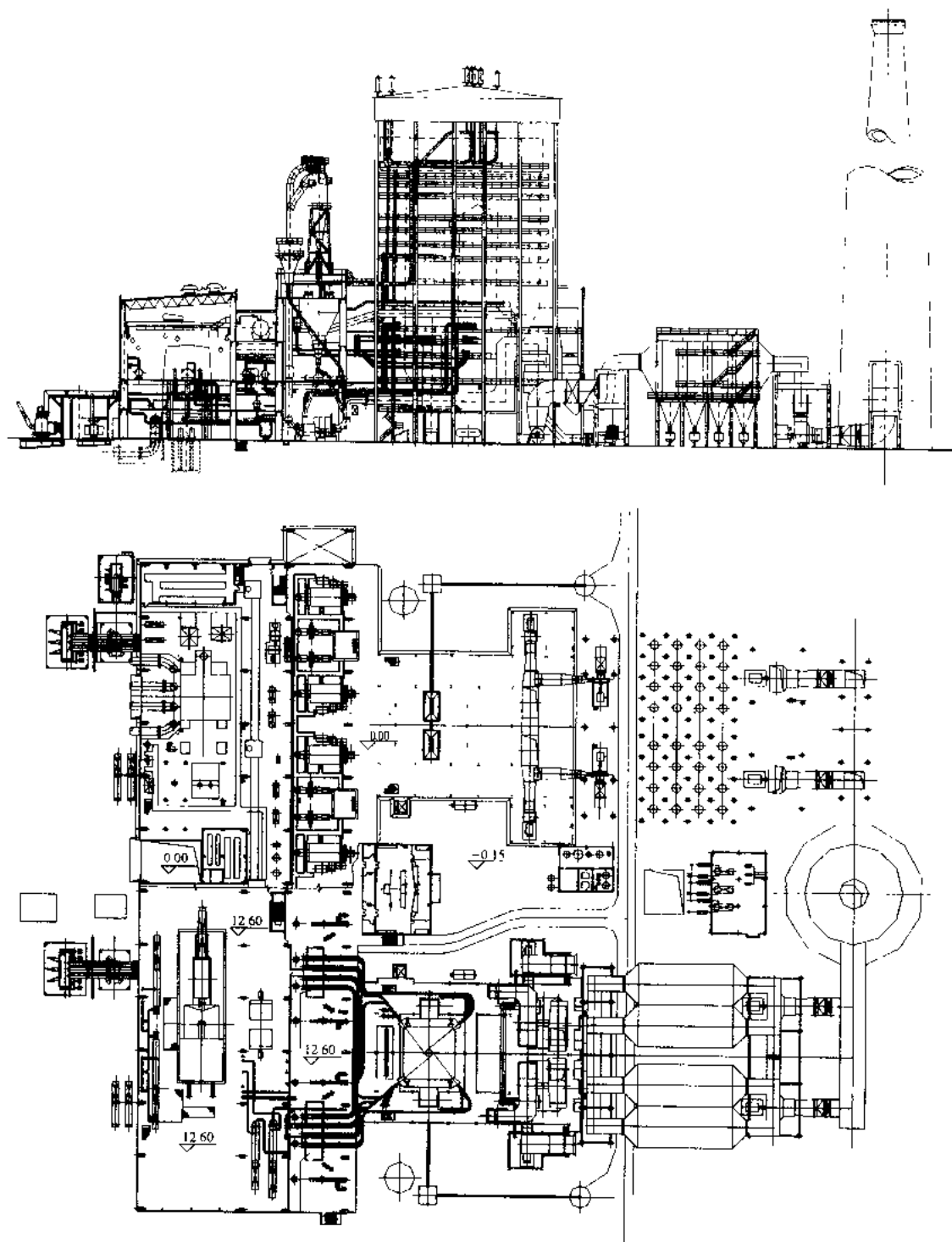


图3 模块式电厂布置示意图



近代火电厂多采用内煤仓布置。煤仓间一般为封闭建筑。自上而下分层布置,分别为输煤皮带、原煤斗和煤粉仓、给煤机;磨煤机则布置在零米地面。在决定原煤斗和煤粉仓顶面标高时,需保证其有效容积满足需要(一般为锅炉最大连续蒸发量时8~12h的耗煤量)

电气设备布置 发电机引出线及有关设备布置在汽机运转层下的外侧柱边;大型发电机的主变压器、高压厂用变压器和启动/备用变压器布置在汽机房外侧,用封闭式母线连接。中小型机组的主变压器布置在主厂房外侧的升压站内;低压厂用变压器和高、低压厂用配电装置视机组容量和主厂房的格局、布置在除氧间底层或分散布置在设备附近,有时布置在两炉之间的综合控制楼底层和中间层内。大机组也可布置在汽机房中间夹层和零米层。

单元控制室布置 单元控制室是火电厂单元机组的运行指挥中心,需在主厂房设备布置时作重点考虑。一般布置在汽机房和锅炉房之间的中央地带,或布置在两炉之间,有时布置在汽机房内。

管道和电缆布置 汽水管道的烟风煤管道力求短捷、顺畅,支吊合理,满足自由膨胀的要求。现代大型电厂的电缆多为架空布置,亦可布置在沟道、隧道或地下室。

烟气净化装置布置 除尘器多为露天布置,与吸风机之间的烟道连接,要求气流分配均匀,必要时需经模拟试验优化。烟气脱硫装置在除尘器和烟囱之间。当本期不设烟气脱硫装置,只预留其位置时,往往将预留位置设在烟囱外侧。吸风机除高寒和多风沙地区设吸风机室外,多采用露天布置。

检修起吊装置 汽轮发电机组需配备检修起吊用的桥式起重机。其主钩用来起吊汽轮机上盖、转子及发电机转子等大型部件;副钩用于辅助作业和起吊小型部件。发电机静子在安装时,允许采用临时起重措施解决。大型锅炉每1~2台炉设一台客货两用电梯,连接锅炉各主要平台。主厂房内设备的检修均需配备必要的起吊设施和空间。汽轮机组需有足够的检修场地。

主厂房需充分考虑采暖通风、采光照明和必要的防火措施。见采暖通风和空气调节、厂房照明和消防设计。

近来,中国正试行主厂房模块化布置的方式,即汽机房采用模块化单元横向布置或纵向布置,取消除氧间,将煤仓间布置在两台锅炉之间(见图3)。

主厂房基础

主厂房基础 (foundation of main power building) 承受主厂房建筑、结构本身、工艺设

备、管道、吊车荷载、楼面活荷载、风荷载、地震作用等荷载,并传给地基的土建结构。

基础设计 基础面积需满足两个基本条件:①作用于地基的荷载不超过地基承载力标准值,保证地基不发生整体破坏;②基础沉降不超过容许变形值,以保证建筑物和设备不因地基变形而损坏或影响其正常运行。

基础埋深主要决定于结构和工艺需要。安装300 MW机组的电厂天然地基基础一般埋深为5~6.5 m。对于桩基,可根据主厂房沟道的埋深采用不同标高,分成几个台阶,以节省投资。

主厂房基础型式 分为独立基础、条形基础、十字条形基础、筏板基础、箱形基础和锚杆基础。当地质条件较好或已采用桩基情况下,常采用独立基础。当地基承载力较低,用独立基础不能满足要求时,采用条形基础或筏板基础。当地基承载力弱且荷载、地层分布不均匀时,采用箱形基础。这种基础的整体刚度较大,可减少建筑物的相对弯曲或局部倾斜。当为岩石地基,采用锚杆基础。

上述各类基础,均可利用计算机进行计算及绘图。

条形基础 主厂房条形基础的主梁高度宜为柱距的 $1/4 \sim 1/5$ 。计算方法有弹性地基法、倒楼板法与剪力平衡法。

十字条形基础 按两个方向的条形基础计算,柱荷载按两个方向挠度相等的方法进行分配。

当十字条形基础在布置上以一个方向为主时,也可简化计算,取该向条形基础计算,另一方向应满足构造上的最小配筋率要求。

筏板基础 分含梁与不含梁两种,内力计算可采用倒楼盖法、剪力平衡法。但当筏板刚度较小时,宜采用弹性地基法。

筏板厚度,应根据抗冲切、抗剪切要求确定。

箱形基础 当上部结构柱网较密,刚度较大时,可按局部弯曲计算(但需考虑施工时上部结构未形成较大刚度时的整体弯曲作用)当不符合上述条件时,应计算整体弯曲。

锚杆基础 当地基为岩石时,可采用锚杆基础,并应与基岩连成整体,对主厂房基础而言,单根锚杆抗拔力应通过现场试验确定。

动力设备基础 除汽轮发电机组基座外,尚有磨煤机、给水泵等设备基础。

磨煤机基础布置在煤仓框架底层。一般设计成大块式基础,但由于基础体积较大,有时与主厂房基础分开,须采取隔振措施。以往的隔振措施是采取橡胶垫或砂垫层,近年来,已开始采用弹簧隔振基础,并应用于筒式磨煤机及中速磨煤机的基础中,其振幅仅为原



有振幅值的 $1/8 \sim 1/10$ 。弹簧隔振器是由数组钢螺旋弹簧及黏滞阻尼器组成,其数量需通过计算确定。

主厂房建筑 jianzhù.

主厂房建筑 (architecture of main power building) 根据工艺流程、使用要求、自然条件、周围环境、建筑材料和建筑技术等因素,对主厂房建筑造型和围护及厂房内交通、防火、通风、采光等设计工作的总称。

防火、交通和疏散 主厂房按生产的火灾危险性分类为丁类、建筑物的耐火等级为二级。

主厂房的面积较大,防火分区一般根据生产工艺的要求和防火规范规定。汽机房和除氧间管道联系较多,划分为一个防火分区;锅炉房和煤仓间工艺联系密切,二者又都有较多的粉尘,划为一个防火分区;集中控制楼是电厂的核心,设备重要,要求清洁度高,而且有相对的独立性,划为一个防火分区,各防火分区之间的隔墙为防火墙。

主厂房的交通和疏散通道是综合考虑的,垂直通道、水平通道以及出口的布置必须满足防火疏散的要求,同时应结合交通的要求合理布置。

主厂房的安全疏散距离为厂房内最远工作地点到外部出口或疏散楼梯间的距离不得超过50 m,主厂房的疏散楼梯间不应少于两个,楼梯间距不大于100 m,而且必须通至各层及屋面,楼梯间一般靠除氧间布置。汽机房内,每台机设有一部800 mm宽的钢梯,从0 m通至夹层和运转层。

集中控制楼靠主厂房的一端可利用主厂房中部的疏散梯,另一端设有封闭楼梯间通至各层。

锅炉房内除锅炉本体设有供人上下的钢梯外,还设有有一定数量的客货两用电梯,该电梯兼有消防电梯的功能,另外在运转层和输煤皮带层均有平台和煤仓间相连,以利交通和疏散。

采光 主厂房的采光等级标准为Ⅴ级,主厂房的开窗位置和面积需和工艺布置协调,结合通风、采暖、节能和擦洗等条件,给以适当的建筑处理,在满足采光要求的条件下,宜减少开窗面积。

主厂房的采光应优先考虑天然采光,当天然采光满足不了要求时,辅以人工照明。汽机房运转平台的采光,多采用汽机房外侧墙面上开设带形的侧窗和高侧窗来解决。由于高侧窗擦洗困难,有的不设高侧窗,用屋面平天窗代替。

通风 主厂房的通风一般采用自然通风和机械通风相结合的形式。汽机房0 m层和夹层的外侧墙面上设有大面积的通风百页,各楼层平台上设有大面积的通风格栅(当运转层为大平台布置时),室外的空气经

墙面上的百页窗和楼面上的钢格栅,经屋面的排风机排出,有的屋面上不设排风机,而代之以屋面自然通风器。煤仓间的通风一般采取自然通风的方案,集控楼除控制室和电子设备间采用空调外,一般房间均采用外墙侧窗自然通风。

生活设施 一般在主厂房的固定端和集控楼内设置卫生间,在汽机房、锅炉房以及皮带层的适当位置设置洗涤池。

围护结构 外墙多采用钢筋混凝土墙板,有保温、不保温、轻骨料混凝土等多种墙板供选用。钢结构厂房的外墙,多采用金属墙板。主厂房的内墙多采用空心砖或加气混凝土等砌体。锅炉运转层以下封闭多采用砖墙,锅炉如采用紧身封闭一般采用金属墙板。

建筑处理 主厂房的体型和体量主要决定于机组容量和工艺的布置,立面的处理力求简洁大方,在满足工艺要求和通风、采光等使用功能的条件下,结合周围的景观和当地的自然条件,给以恰当建筑处理,如全厂色彩的协调,入口等部位的重点处理等。主厂房主要靠其自身特有的体型和雄伟的体重,在高耸的烟囱和体重庞大而造型优美的双曲线冷却塔的辉映下来体现电厂的特色和现代化工业厂房的风貌。

主厂房结构 jiegou.

主厂房结构 (structure of main power building) 为满足电厂的安全运行和检修方便,以及场地的地质条件和承载力,对主厂房结构、材料和基础选型的设计。

在中国,主厂房一般采用现浇钢筋混凝土结构,或部分预制装配,或全部预制装配的钢筋混凝土结构;近年来混凝土外包钢结构,钢管混凝土结构等组合结构也有相当发展。美国、日本和欧洲国家根据本国资源条件和经济实力,主厂房多采用钢结构;中国有些引进设备的电厂及处于高烈度地震区的主厂房也采用钢结构。

结构概述 主厂房结构由汽机房外侧柱、吊车梁、屋盖、除氧煤仓框架、端部山墙、锅炉房等组成整体的承重构筑物,外侧柱是支持汽机房屋盖的柱列。吊车梁分别布置在外侧柱和框架结构上,多为预应力钢筋混凝土梁,有时也采用普通钢筋混凝土梁或钢梁。屋盖体系指汽机房和锅炉房的顶盖部分,以往常用钢筋混凝土和预应力钢筋混凝土桁架,现在较多采用钢桁架及钢网架体系,屋面板一般为预应力钢筋混凝土槽板;在地震区或软弱地质条件下,为了减轻屋盖重量,可用压型钢板来代替钢筋混凝土槽板作为承重结构。框架内布置除氧器或煤斗,根据工艺设备布置要求,布置成多层单跨框架或双跨框架。楼板有预制钢筋混凝土槽板,



预应力钢筋混凝土双肋板和整体现浇板（或钢梁现浇板）。煤斗有悬吊式或支承式的现浇钢筋混凝土煤斗、预制钢筋混凝土煤斗、预应力钢筋混凝土煤斗，支承式圆柱形钢煤斗等。山墙是封闭汽机房、锅炉房端部用的大型隔墙，固定端山墙的骨架多为装配式钢筋混凝土梁、柱结构体系，当跨度较大时也采用钢结构；扩建端山墙，为考虑扩建时拆迁的方便，骨架一般采用钢结构，有时也采用装配式钢筋混凝土梁柱结构。锅炉本体一般在独立的悬挂钢筋混凝土或钢结构炉架上。

钢结构主厂房是由纵、横架构组成的空间结构，其体系一种为全部铰接加垂直及水平支撑，一种为全部刚接体系。这两种体系在工程中均有采用，目前中国钢结构厂房以铰接为主，有条件布置支撑的地方尽量设计成铰接。纵向架构设有足够的支撑，节点全部设计成铰接。横向架构由于支撑布置受到工艺设备和管道限制，只能在煤仓间设部分支撑，这些支撑不能全部承担横向水平力，故部分节点只能设计成刚接，这样主厂房横向就形成混合体系。

主要受力构件钢材选用焊接H型钢，有条件的工程采用进口热轧H型钢。

连接构件全部采用工厂焊接和工地栓接。工厂焊接仅就现场安装所需的支承板、节点板或短牛腿加工后焊在主构件上。工地栓接全部采用10.9级六角法兰面扭剪型高强螺栓。

楼层钢梁按钢与混凝土组合梁设计。

柱脚与基础采用预埋基础内的锚栓连接。

柱与柱拼接，一般采用柱拼接面铣平顶紧，按70%传递轴力，其余30%轴力由高强螺栓承受。

梁连接、梁与柱刚性连接时采用在柱上先焊短牛腿，工地再用高强螺栓拼接。主梁与次梁铰接时则在工地采用高强螺栓连接。

支撑连接，通过连接板或连接角钢用高强螺栓将支撑构件栓接到梁、柱节点上。

为避免由于气温变化导致较长构件内部应力增加，建筑墙体等构件胀、缩面出现不规则破坏，在沿建筑物长度方向的适当位置设置伸缩缝，使其有伸缩的余地，缝宽一般为20~30mm。基础部分由于受气温变化影响少，一般不设伸缩缝。

当地基的地质差别较大，或建筑物相邻部分的荷载和结构形式差别较大时，为避免建筑物因不均匀沉降产生建筑错动开裂，须在适当位置设置垂直沉降缝，使相邻的建筑单元可以自由沉降。一般设在主厂房与天桥、运煤栈桥和毗邻建筑等的连接处和主厂房的外侧柱、框架、汽轮发电机组基座、加热器平台、汽机检修平台、炉架、锅炉平台、山墙等建筑物之间的连接处。沉降缝应将厂房从基础到顶端在构造上全部断开。

当需对地震设防时，应设有抗震缝。抗震缝可与沉降缝共用；厂房的纵向温度伸缩缝可兼作纵向抗震缝。

主厂房为空间整体结构，为简化计算可分别对纵、横两个方向按平面结构体系进行应力分析；并考虑各种荷载作用下内力的最不利组合来进行梁和柱断面的强度设计。一般使用电子计算机进行计算。

展望未来，对现有门类众多的主厂房结构体系，由于泵送混凝土技术的不断完善及塔式布料杆的应用，新机具、新设备的出现，以及采用新的支撑方式，使主厂房结构在新的层次上形成了新的现浇钢筋混凝土结构体系。在地震区大部分工程已采用高强度现浇钢筋混凝土结构体系。屋盖系统，由于网架结构为空间受力体系，其传力明确，刚度大，抗震性能好，弥补了传统屋盖的不足，已逐渐在工程中应用。单机容量为600MW的厂房，根据建厂条件，可适当的采用钢结构体系。

在计算技术方面，由于微机的普及应用，结构内力分析已从二维平面框架发展到三维空间结构。

主厂房结构施工 (main power building structure construction)

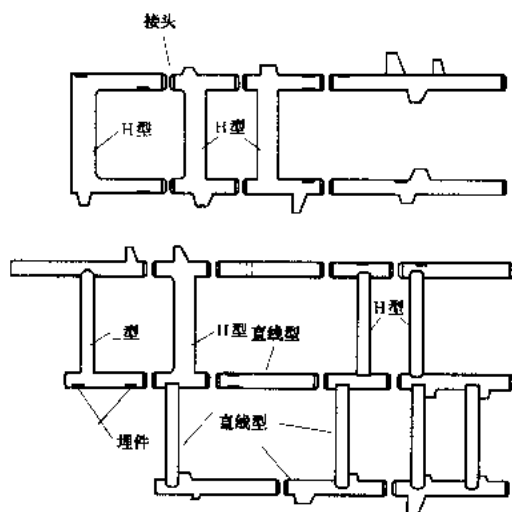
由汽机房、除氧间、煤仓间和锅炉房组成的主厂房为电厂主体建筑。主厂房采用钢筋混凝土结构或钢结构，也有采用外包钢筋混凝土结构和钢管混凝土结构的。钢筋混凝土与外包钢筋混凝土结构的施工方法有装配式和现浇两种。钢管混凝土结构用现浇施工。主厂房结构施工中最重要的是除氧煤仓间框架，它的施工左右着整个工程的进度。

装配式结构施工 需在厂房附近设置大型构件预制场，配备相应起重量的起重机1~2台和运输机械。主厂房吊装因构件单件重量大、起吊高度高，故需配备如塔式起重机等大型起重机械。梁、板等中小构件（200kN以下）量多，型号多，还有预应力构件等，需另设预制场，用卡车运输，部分也可外购。

构件预制 框架与柱等大型构件可采取多层叠浇。因起重能力限制和保证吊装时柱间接头的钢筋连结位置对中，框架与柱需整榀（根）预制，再分段吊装（见图）。整榀制作时，要一次立模、扎筋和浇筑混凝土。在分段的接头位置将钢筋断开后再用点焊连接，并在该处留一段钢筋不浇混凝土，待混凝土达到规定强度后，起吊、装车、运输和吊装。外包钢筋混凝土的角钢是梁柱的棱角，其四角按图纸尺寸用钢筋连接而成角钢先调直，和钢筋组合焊接后应再校正，然后浇筑混凝土。

吊装顺序 有两种做法：①阶梯形吊装法。第一层、第二层、第三层成阶梯形推进。②分层吊装法。按

结构层次由下而上逐层吊装。不论采用哪一种方法都应注意结构在灌浆前的稳定性。(参见彩图插页第49页107图)



主厂房框架分段型式示意图

吊装 框架或柱的分段构件吊装就位,经多次检测调整垂直度偏差后,用缆索临时固定,并及时进行钢筋的剖口、对中和焊接的固定工作。吊装时要用经纬仪在柱的两个方向(三个侧面)检查调整垂直度。外包钢筋混凝土的角钢按钢结构规定焊接。钢筋混凝土煤斗的单件重量最大,就位标高也高,应注意处理好与邻近框架吊装的关系。汽机房屋盖可采用在地面先组装两榀屋架与其间的支撑、屋面板等构件,形成整跨屋盖的组合物后,再用大型起重机械吊装就位。

构件接头处理 框架柱间、梁柱之间的接头涉及到结构的整体稳定和刚度。因此在吊装完成后(包括焊接)要抓紧接头的二次灌浆工作。在吊装第三层框架前,第一层的接头的二次灌浆必须达到一定强度。柱与柱间的接头有榫式接头、插入式接头,前者用得比较广泛,后者多在中小型电厂使用。接头的新旧混凝土接触面应凿毛处理,并浇水养护24h后灌浆,要进行二次捣固防止出现收缩裂缝,也有的用压力灌浆或微膨胀水泥,以保证接缝严密。

现浇结构施工 分钢筋配置、角钢骨架或钢管安装、模板安装和浇注混凝土四个工序进行。

钢筋工序 现场都设有钢筋加工场,配置调直机、弯钩机、切断机、弯曲机、焊机等并布置成流水加工线。钢筋经过除锈、调直和对接,按设计尺寸切断和弯制成型后,再运往现场绑扎。接长多用闪光对焊,接长后的长钢筋用1%延伸率冷拉拉直。预应力钢筋在焊接冷拉后,尚要进行时效处理。钢筋安装多用人工,要求钢筋的型号、直径、根数和间距准确,绑扎牢固不变形。

柱钢筋可在地面先绑扎成型后用吊车吊到柱位安装。楼板钢筋上下二层间要用元钢撑架支承,在浇筑混凝土时还要随时检查和恢复上下层间距,避免因人员踩踏变形而降低楼板有效厚度。

角钢骨架或钢管安装工序 外包钢筋混凝土的角钢骨架先加工成组件再运往现场安装,其工艺与构件预制相同。钢管混凝土的钢管先在现场安装,后浇混凝土。

模板工序 有木模和钢模两类。钢模多使用市场上供应的定型组合钢模板。木模多采用桁排架支模系统,钢模多采用钢管(脚手管)支撑,二者都需要经过强度和稳定性计算来选定用料和间距。柱模四角要用小角钢加固,中间每隔1m高度用一道 $\phi 12 \sim \phi 16$ 的长钢筋对拉螺栓加固,防止胀变。底部设垃圾清扫孔。深梁的中部也设一道 $\phi 12 \sim \phi 16$ 长钢筋对拉螺栓加固,模板外形尺寸要求准确,接缝严密不漏浆,并要注意预埋件、预留孔与中心轴线位置的一致。

框架也可使用类似于烟囱施工的滑模法施工。各层楼板和纵梁采用悬挂式模板从顶层依次往下施工。

外包钢筋混凝土的模板可利用其角钢骨架倒排其上从而省去大量支撑材料。

混凝土工序 见混凝土施工。

钢结构施工 钢结构件大都在工厂内加工制造,要选择有较好资质的厂家制造。框架要坚持第一榀出厂前的组装检查验收。吊装方法与装配式钢筋混凝土结构相似,但主吊机械一般采用大吨位履带式起重机同时辅以稍小吨位的起重机作构件卸车、移位配合。从构件的制做到构件的安装要用统一的标准尺。钢柱的垂直度要严格控制,检测时,应考虑日照、风力等外界条件的影响,一般放在阴天或早晚太阳未出来前进行。联接钢构件的有扭剪型和大六角两种高强螺栓。安装后分两次紧固,第一次为初拧,拧至标准预拉力的50%,第二次为终拧,大六角高强螺栓用力矩扳手拧至标准力矩。扭剪型高强螺栓拧到螺栓尾部切口剪断螺尾掉落,表示已达到设计扭矩。钢结构的油漆工艺要求制造厂对钢材表面采用喷砂、喷丸或酸洗处理,构件出厂前涂两道底漆,一道面漆,全部安装完成后刷一道面漆。漆膜厚度室内为100~150 μm ,室外为125~175 μm 。

主厂房抗震设计

主厂房抗震 (anti-seismic design of main power building) 根据建厂地区的地震烈度、地基条件、厂房布置、结构强度和延性(抗变形能力),以及抗震费用等因素,运用地震宏观的调查经验和研究成果,对主厂房设计所采取的抗御地震的技术措施。设



防后的预期效果是,在遭遇到设防烈度地震的情况下,主厂房仅遭受较小程度的损坏,经过一般修理甚至不需修理仍可使用。

中国规定火电厂主厂房的抗震设防烈度达6度时应进行抗震设计。主厂房抗震应按现行国家制定的抗震设计规范的规定,结合主厂房的设计特点,在经济实用的原则下,确定最有效的抗震措施,并优先考虑有利于抗震的工艺方案。厂房结构、工艺设备尽可能采用低位布置,以降低荷载重心的高度,并力求荷载重量均匀、结构刚度对称,避免在悬挑结构上布置设备。对装配式厂房,需注意增强结构的整体性,围护结构宜采用轻质材料。厂房位于软弱地基和液化地基上时应对其基进行处理。

主厂房主体结构与其他建筑物之间,均设置防止在地震时相互影响的抗震缝,抗震缝宽度按不同的设防烈度选定。

按上厂房横向、纵向的不同结构特点,采取相应的抗震措施。厂房横向以加强框排架抗震为主。纵向按设防烈度和各柱列的具体特点采用加强框架、设置抗震支撑或抗震墙来提高抗震能力。

中国、美国和日本等许多国家的抗震规范都规定采用弹性反应谱理论进行抗震计算。主厂房的抗震强度验算,一般只考虑水平方向的地震作用,按两个水平主轴方向进行计算。对长悬臂和跨度大于24m的结构,当设防烈度8度及以上时,还应同时考虑竖向地震的作用。计算时以厂房抗震区段作为计算单元,使各个方向的地震作用均由该方向的抗力构件承担。当“荷载质量中心”和“结构刚度中心”相差较大及质量、刚度分布极不对称时,需考虑扭转的影响。

对横向采用框排架结构的主厂房进行内力分析时,应考虑框排架结构的整体作用并控制楼层变位。对厂房纵向结构进行抗震分析时,应考虑各纵向柱列结构间相互作用的影响,计算中还应注意天窗架等局部部位地震作用的放大。对厂房立柱要控制其轴压比,即:柱组合轴压力设计值和柱的全截面面积同混凝土轴心抗压强度设计值乘积的比值。

从建筑结构来说,在抗震构造上要考虑“强柱弱梁”的原则,并应具有足够的延性。对框架节点核心区 and 柱子上下端的箍筋,应按设防烈度加强。装配式结构的板、梁、墙、柱、屋架端部之间的连接要求重点加强;对非结构部件要求采取多种抗震加固措施。

主凝结水系统

(main condensate system)

将汽轮机凝结水由凝汽器输送至除氧器的管道连接系统。凝结水由凝结水系从凝汽器热井中抽出并升

压,经过凝结水精处理装置、轴封冷却器和各级低压加热器处理与加热后进入除氧器。主凝结水系统还向各有关减温器(包括汽轮机二级旁路系统中的低压旁路)提供减温水、汽轮机低压缸的事故喷水、液动抽汽逆止阀的控制水,还设有向凝汽器再循环的分支管道。

根据锅炉对给水品质的要求,直流炉和亚临界压力及以上的锅筒式锅炉,或用海水作凝汽器冷却水的超高压机组,需设凝结水精处理装置。当凝汽器采用钛管时,由锅筒锅炉供汽的机组,可不设凝结水精处理装置。对压力14 MPa及以下的锅筒锅炉,并用淡水作为凝汽器的冷却水时,也可不设凝结水精处理装置。

凝结水精处理装置的工作压力分低压和中压两种。低压凝结水精处理系统,由于凝结水压力不足以直接送进除氧器,须在精处理装置后设升压泵,其容量与凝结水泵相同,并与凝结水泵串联运行。

轴封冷却器作为汽轮机轴封系统的排汽冷却和凝结水加热之用,借以回收轴封排汽的热量。轴封排汽的凝结水排至凝汽器。

凝结水再循环管道在汽轮机启动或低负荷运行时,可将过量的凝结水送回凝汽器,维持凝汽器热井水位,以防止凝结水泵发生汽蚀,同时可以保持轴封冷却器正常工作所需要的凝结水流量。凝结水再循环的流量由装在再循环管道上的调节阀控制。

低压加热器的加热蒸汽来自汽轮机的低压抽汽。抽汽在加热主凝结水后凝结成水,各级抽汽的凝结水均通过主凝结水系统回收。

主凝结水管道上装有流量调节阀,由除氧器水箱的水位来控制凝结水流量。

主设备选择

(main power equipment selection)

常规火力发电厂三大主要设备—锅炉、汽轮机和透平发电机的选配工作。三大设备的合理选择,对整套机组的安全运行和实现各项技术经济指标,起着决定性作用。在火电厂建设中,一般应根据火电厂在电力系统中的地位、作用、电热负荷的性质及机组的运行特性,选择适用的三大设备,并使其容量、参数、技术特性相互匹配,在运行中形成统一的有机整体。

设备选择程序 欧美等经济发达国家多采取国际招标的方式采购主要设备和辅助设备。中国近年也规定按设备招标采购的办法来选择主设备,即在可行性研究报告经审查批准之后,设计部门提出三大设备的技术规范书,业主通过招标决定设备制造厂。有关工艺系统的辅助设备和材料的选择,则在初步设计阶段分别论证和决定,待设计文件审批之后再行选购。

在国际上,常将锅炉和汽轮机(及透平发电机)所



需配置的辅助设备和材料随同主设备一并招标采购,即所谓分岛招标。岛的划分视工程而定,通常分锅炉岛、汽机岛、仪表和控制岛。也可以按散件招标,即每件设备分别采购。

中国用国际贷款的电厂项目按这些贷款部门(如世界银行、亚洲开发银行、日本协力基金会和其它国外公司等)的规定,都采用分岛招标采购设备。

设备规范书 在采购设备前,设计单位需编制设备规范书,经业主同意之后,以招标的形式发交有资格的制造厂,制造厂在规定期限以内提出投标文件,经业主及有关部门进行评标,选定制造厂,并签订供货合同。设备规范书的内容应包括:①设备的容量、技术参数和供应范围;②与设备有关的气象条件、地震烈度、水质、油质以及煤炭和灰渣的成分和发热量等资料;③对设备性能和有关技术经济指标的规定;④设计制造使用的标准、规范;⑤评标的原则和奖惩规定,以及对出力、效率、电耗等保证值有差别的评标价格计算调整方法;⑥分项报价的要求和分批交货的付款结算原则;⑦图纸资料及交付进度。如采取分岛招标方式时,则应以岛为单位编制设备规范书,并应明确各岛之间供货、工作等界限。

汽轮机选择 汽轮机的型式和容量取决于电力和热力负荷的需要。对接入电力系统运行且不承担热力负荷的情况,应尽可能选择单机容量较大的凝汽式机组,但其容量不宜大于机组投运时电力系统容量的5%~8%,当电力系统发展迅速时,此限额可放宽为15%~20%。当同时承担热力负荷时,应根据近期热负荷和规划热负荷的大小和特性,按照以热定电的原则,通过比选确定,宜优先选用高参数、大容量的抽汽式供热机组。在有稳定可靠的热负荷时,宜采用背压式机组或带抽汽的背压式机组,并宜与抽汽式供热机组配合使用。

大型汽轮机的出力条件列于下表。

大型汽轮机出力条件表

出力	蒸汽参数	背压值	补充 水量	冷却水 温度	进汽 量
经济出力(ECR) ($ECR=TRL$)	额定值	额定值	0	额定值	G
额定出力(TRL)	额定值	最大值	3%	最大值	G_0
最大连续出力 (TMCR)	额定值	额定值	0	额定值	G_0
汽机阀门全开出 力(VMO)	额定值	额定值	0	额定值	G_{max}

一般将 ECR 的热耗作为考核汽轮机经济性的指标,将 TMCR 出力值作为考核汽轮机出力指标,而将 VWO 工况时最大的进汽量作为考核汽轮机设计裕量的指标。一般来说,汽轮机 TMCR 时的出力比 ECR 时大 5% 左右,汽轮机 VWO 时的进汽量比 TMCR 时的多 3%~5%,出力则大 3%~4.5%。世界上一些国家还把汽轮机进汽阀门全开再加超压 5% 时的出力作为最大可能出力,它比 TRL 时的出力约高 8%~10%。

透平发电机选择 发电机的额定容量是指在额定频率、额定电压、额定功率因数和额定冷却介质条件下发电机连续输出的容量(不包括由发电机机端供电的励磁系统用电量)。发电机的容量应按汽轮机的容量来匹配。具体匹配原则国际上有多种方式,一般采用发电机的额定容量与汽轮机额定出力相匹配,发电机的最大连续输出容量与汽轮机的最大连续出力相匹配。

锅炉的选择 对容量 100 MW 及以上的大型机组,多采用中间再热式单元制的热力系统。对锅炉过热器和再热器出口到汽轮机进口的蒸汽压力和温度的差值,各国技术标准规定有所差别,多按照设备的制造水平和能源、材料等有关价格,经综合比较、平衡计算来决定。

锅炉蒸发量应根据汽轮机在各种出力下的进汽量来规定。一般锅炉额定蒸发量即是汽轮机在 TRL 工况下的进汽量;锅炉最大连续出力(BMCR)则应是汽轮机在 VWO 工况下的汽轮机最大进汽量。如若厂用汽需用量较大时,锅炉 BMCR 的蒸发量考虑比汽轮机 VWO 的进汽量再增加 3% 左右。中国引进技术生产的 300 MW 和 600 MW 机组,按照引进国(美国)的规定,考虑到设备老化,吹灰和预热空气用汽等因素,锅炉最大连续蒸发量采用略大于汽轮机在阀门全开加 5% 超压(VWO+5%OP)时的最大进汽量。

有关燃气轮机和燃气蒸汽联合循环的主设备选择见燃气轮机发电厂设计。

zhuzhengqi xilong

主蒸汽系统 (main steam system) 锅炉过热器出口联箱到汽轮机主汽门之间的蒸汽管道的连接系统。火电厂常用的主蒸汽系统有单元制、单母管制、切换母管制等类型。

单母管制系统 将参数相同锅炉的新蒸汽连接到蒸汽母管,再分别送到汽轮机及有关辅助设备的蒸汽管道系统,见图(a)。

为避免母管及与母管相连的阀门发生事故,造成与母管相连的全部锅炉和汽轮机停止运行,用两个串联的关断阀将母管分成两个以上的区段,避免因母管

故障造成全厂停运。正常运行时,分段阀门处于全开启状态。

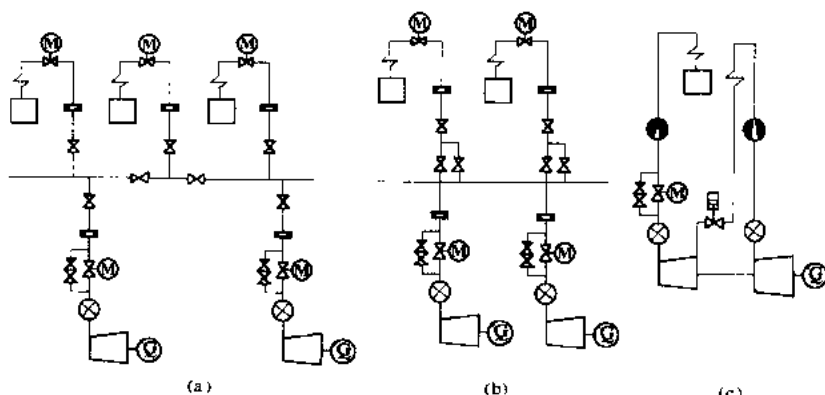


图1 火电厂主蒸汽管道系统

(a) 单母管分段系统; (b) 切换母管制系统; (c) 单元制系统

蒸汽母管分段后,当某一区段内相连的阀门故障时,将迫使这一区段的锅炉和汽轮机停止运行。这种系统多用于机、炉台数或容量互不配合的小型火电厂和供热式电厂。

切换母管制系统 锅炉与其相对应的汽轮机组成单元,各单元通过切换阀门与母管连接的蒸汽管道系统,见图(b)。特点是:相对应的机、炉可不经母管作单元运行,也可经过母管实现机、炉并列或交叉运行。

切换母管制系统比单元制系统有较高的灵活性,但阀门较多,系统复杂,多在机、炉容量能互相配合的中小容量电厂和供热式电厂中采用。

单元制系统 每台汽轮机和锅炉组成独立的单元连接,单元之间无横向联系,见图(c)。这种系统的优点是系统简单,管道短,阀门和管件少,压力损失和散热损失小,便于机、炉协调控制,利于厂房和设备的布置设计。缺点是单元之间不能交叉运行,单元内锅炉或汽轮机或主蒸汽管道上任一附件发生故障,整个单元将被迫停止运行。这种系统要求加强设备维护,以提高运行可靠性,因而对电力系统的备用容量提出更高的要求。

高温高压大容量机组,特别是中间再热机组,均采用单元制系统。

zhuzhou wanqu

主轴弯曲 (shaft distortion) 汽轮机主轴在热应力和机械力作用下发生的挠曲变形。主轴弯曲分弹性弯曲和塑性弯曲二类。主轴弹性弯曲是指转子最大内应力不超过材料屈服极限,当外力和热应力消除后,其弯形会自然消失。如转子最大内应力超过材料

屈服极限,使转子局部产生塑性变形,当外力和热应力消除后,其变形也不能消失,称为塑性弯曲,也称永久性弯曲。

一般弹性弯曲不是事故,机组启动过程中一旦发现弹性弯曲,应及时采取降速暖机或停机盘车等措施。可防止造成事故。永久性弯曲则是设备事故,使设备不能投入运行,必须进行直轴处理,将会造成很大的经济损失。

弯曲原因 造成主轴永久性弯曲的主要原因有:①由于动静摩擦,转子径向局部过热膨胀,使转子产生热弯曲。当转速低于第一临界转速时,主轴的弯曲方向和转子不平衡离心

力的作用方向基本一致,往往产生愈磨愈弯、愈弯愈磨的恶性循环,以致使主轴产生永久性弯曲。②汽轮机停机后,汽缸、转子金属温度较高,因任何意外原因冷水进入汽缸,也会造成主轴弯曲。进水后,汽缸产生拱背变形,盘车被迫停止。静止的高温转子下半部被水浸泡,当上下温差达到 $150\sim 200^{\circ}\text{C}$ 时,就会造成主轴永久性弯曲。③转子的原材料存在过大的残余内应力,在较高的温度下经过一段时间的运行后,内应力逐渐得到释放,从而使转子产生弯曲变形。另外,套装转子在装配时,由于偏斜,整劲也会造成主轴弯曲。

防止措施 防止主轴弯曲应采取的措施主要有:①汽轮机安装时,必须考虑热状态变化的条件,合理地调整动静间隙,以保证在正常运行工况下不会发生动静摩擦。②汽缸应具有良好的保温条件,保证在正常启动和停机过程中不产生过大的上下部温差。③主蒸汽、再热蒸汽及抽汽管道必须有完善的疏水系统。在停机后注意切断与公用系统相连的各种水源,严防汽缸进水。④在运行中加强对机组振动的监视,及早发现动静摩擦。在第一临界转速以下汽轮机轴承振动达到 0.04 mm 时,必须打闸停机,不得盲目升速或降速暖机。⑤启动前必须认真检查主轴的晃动度、上下汽缸温差及冲转参数,在冲转条件不具备情况下,严禁启动。

zhuanrong guanliang

转动惯量 (moment of inertia) 刚体绕轴旋转的惯性量度,以旋转体所受转矩与该转矩引起的角加速度的比值表示,等于其质量微元与微元到转轴轴线的半径平方乘积的总和。透平发电机组转子的转动惯量是决定转子扭转自由振荡频率的主要因素(见低频振荡),也决定发电机输出的电磁功率与输入的机

功率不平衡时发电机组转子角加速度的大小,因此对发电机的动态稳定也有影响。一般在电力系统稳定性计算中转动惯量以集中质量模型表示,这用于计算小容量机组轴系的扭转自由振荡频率时也可满足实用精确度的要求,但用于较大的机组的高阶扭转振荡频率时则计算结果误差大。因此近年来采用连续质量模型并分段以有限元法计算,这对轴系是否能避开两倍工频的扭转振荡频率可以有比较精确的估计。

转子动平衡

(rotor dynamic balancing)

为消除转子质量动态不平衡而进行的技术处理措施。为保证转子在轴承中旋转时的振动或振动力减小到允许范围内,要在转子上调整转子质量分布消除其动态不平衡力。被平衡的转子是刚性转子时,可在专用的动平衡机或现场临时安装的平衡台上进行低速动平衡;被平衡的转子是挠性转子时,则应在专用的高速动平衡机或现场自身轴承上,于工作转速范围内全转速下进行动平衡。动平衡方法可分影响系数法和模态法两大类。

影响系数法 此法是在转子上试加重引起振动变化,以此求出加重影响系数,作为求解应加平衡重块大小和位置的依据。平衡加重的计算采用的关系式为(式中符号均为复数): $\alpha = M/P$; $M = A - A_0$ 。式中 α 为影响系数, $\mu\text{m} \cdot (^{\circ})/\text{kg}$; M 为加重效应, $\mu\text{m} \cdot (^{\circ})$; P 为试加重(模态法为成组加重量), $\text{kg} \cdot (^{\circ})$; A_0 为原始振动, $\mu\text{m} \cdot (^{\circ})$; A_1 为试加重后振动, $\mu\text{m} \cdot (^{\circ})$ 。

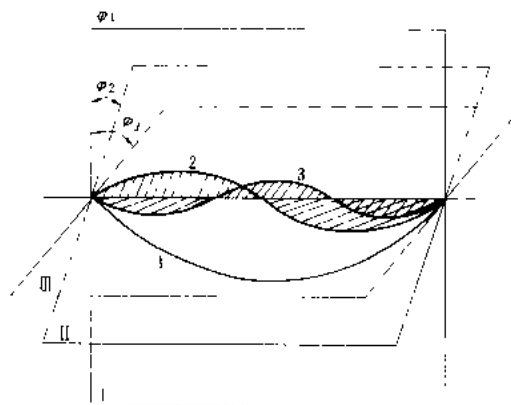
影响系数法的具体计算,按平衡过程中修正面数的多少又可为单面、双面、多面平衡计算,其表达式为: $[a_m][Q_n] + [A_m] = E_m$, 式中 a_m 为影响系数; Q_n 为修正重量; A_m 为原始振动; E_m 为残余振动;下角 m 为读点数,等于测点数乘工况数;下角 n 为修正面数。

若在某一特定转速下,只在一个修正面上调整重量,目标只要求减少一个测点的振动至零,应采用支反力为零的单面平衡算法: $\alpha Q + A_0 = 0$ 。

模态法 此法是基于挠性转子在工作转速范围内运行时要经过一阶、二阶等临界转速,在不同阶次临界转速下,转子有其固有的弯曲变形形态,叫做模态(或振型)转子的质量不平衡,视其在各模态下沿转子全长所处的位置不同,对变形的作用有很大区别。所谓模态平衡法即是要使所加的平衡重在转子全长上的布置位置,要适应转子各阶模态的需要,这样才能发挥加重的有效效应。

模态平衡法主要适用于单个挠性转子的动平衡。图1为一挠性转子前三阶模态,其平衡特点是根据工作转速范围内被平衡转子通过(或受影响)临界转速的

阶次数,分别在各阶临界转速附近进行平衡。加重形式根据需要平衡的阶次而以成组方式加重。平衡加重的计算与影响系数法相同,仅试加重 P 为成组加重。修正面数与需平衡阶次数 n 相等叫 n 法,若先在转子端部两个修正面上调整重量按刚性转子低速进行平衡,然后再按需平衡阶次平衡则叫 $n-2$ 法。现世界各国主要采用 n 法。若按 n 法仅需进行一、二阶振型的平衡,常采用谱分量法。



一、二、三阶不平衡分布图示

现场轴系平衡 汽轮发电机组在现场进行转子动平衡,是在轴系上进行的,轴系平衡的通用方法以影响系数多平面平衡计算为基础,对轴系中挠性转子的成组加重,按阶次数代表修正面数(不用实际加重面数)联合计算。由于多面平衡计算的工作量大并要进行多种方案的计算比较,故一般将计算公式编好程序由电子计算机(器)进行计算。因现场平衡是在自身轴承上于实际运行状态下进行,平衡效果以自身轴承座或其附近转轴的振动为评判依据。

参考书目

张蔚华、施维新,汽轮发电机组的振动及转子找平衡,北京:水利电力出版社,1985

转子裂纹处理

(treatment of crack in rotor)

汽轮机高中压转子在高温条件下运行,承受交变热应力,使转子表面应力集中区域发生低周疲劳损伤及高温蠕变损伤,经长期运行后转子表面将出现裂纹。另外,转子在制造加工过程也会使转子表面受到损伤,留下不应有的刀痕和缺陷。这些裂纹和缺陷一经发现,就应及时消除。否则,裂纹在蒸汽介质的腐蚀作用和交变载荷作用下,将会加剧发展,导致转子破坏。

裂纹检查 机组在大修时必须对转子进行检查。除宏观检查外,还应对转子中心孔和外表面进行无损

检测,如发现转子表面裂纹,应对裂纹深度及长度进行测量。

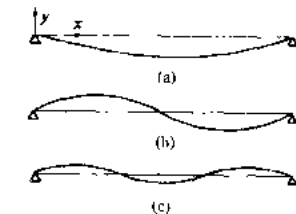
处理方法 转子外表面发生微小裂纹,可用砂布打磨。中心孔表面裂纹和缺陷,可进行镗孔。对于转子应力集中区域出现较大裂纹(深度10 mm左右)必须采用车削的方法。一般电厂不可能具备车削转子的大型车床,可采用低速动平衡台,另配一小型刀架就可对转子进行车削加工。对于较深裂纹转子的车削处理,要持慎重态度。车削后要进行打磨,并进行表面无损探伤,不得有微裂纹存在。另外,要对加工处理后的转子进行强度校核计算。

为保证转子的安全运行,延长其使用寿命,必须对转子裂纹部位的结构进行改进。早期生产的汽轮机汽封热槽较窄,轴肩和叶轮根部过渡圆弧角偏小,使得应力集中系数过高。故在裂纹处理时,应适当加宽汽封热槽、放大轴肩、叶轮根部过渡圆弧半径,以减小应力集中系数。

转子临界转速

转子临界转速 (rotor critical speed) 与转子及其支承系统的固有振动频率相对应的转速。非振型节点上具有质量偏心的转子,当在该特征转速下运行时,将会发生剧烈振动。一般汽轮发电机组在启动升速过程中,当转速升至某数值时,激起机组产生最大振动,此转速称为临界转速,即此时转子及其支承系统的固有振动频率与转速的激振频率共振。为使转子能稳定安全运行,设计转子时应使其临界转速避开工作转速15%~20%以上,由于计算临界转速时轴系模化参数的误差,计算结果是近似的,还需要经过现场实测确定,并尽可能在工作转速范围内使转子得到精确的质量平衡。转子在各种振型下有一系列固有振动频率,因而也有相应的一系列临界转速,由低及高依次称为第一阶临界转速、第二阶临界转速等等。图(a)、(b)、(c)分别为双支座转子的一、二、三阶主振型图。由图知对应于 n 阶,跨距间有 $n-1$ 个节点。

刚性转子和挠性转子 以前一般认为第一阶临界转速高于其工作转速的转子称为刚性转子;相反,第一阶临界转速低于其工作转速的转子称为挠性转子。但以后国际标准化组织(International Organization for Standardization, ISO)把转子自然挠曲变形引起



双支座轴振动时的主振型
(a)一阶主振型,跨距间没有节点;(b)二阶主振型,跨距之间有一个节点;(c)三阶主振型,跨距之间有两个节点

的附加不平衡可以忽略不计的称为刚性转子;反之称为挠性转子。

运行中影响临界转速的因素 对已投产运行的汽轮发电机组转子,影响临界转速的因素是转子的温度和轴承支承的刚度。转子材料弹性模量与温度有关,转子临界转速与其材料的弹性模量的平方根成正比。因转子的温度随运行工况变化,故临界转速也受运行工况的影响。支承刚度一般是指油膜、轴承和基础的总刚度,其中油膜刚度随运行工况变化较大。因轴承的相对标高在冷态与热态下有所差异,从而改变了油膜的刚度和阻尼,也会影响转子的临界转速。

转子偏心度监视器

转子偏心度监视器 (rotor eccentricity monitor) 汽轮机监视仪表系统中用于监视转子主轴的装置。汽轮机在起、停和运行中,由于主轴局部摩擦等原因,导致转子非正常弯曲,诱发强烈振动,易造成设备事故。监视转子的偏心度可感知转子的弯曲程度,当弯曲度稍大时,可及早采取措施予以消除。

监视转子偏心度一般采用涡流线圈式传感器[见轴(承)振动监视器],探头与主轴圆周表面靠近,形成数毫米的间隙。如主轴偏心,则每转一周,间隙变化一次,所测得的间隙变化量即为偏心度的峰-峰值。

见汽轮机监视仪表

桩基施工

桩基施工 (pile foundation construction)

用钢筋混凝土、钢、木等材料制成柱状桩体后,用沉桩机械打入或压入地层内直至坚实土壤,或先成孔后再浇筑成混凝土柱状桩体,借此加强桩基承载力的工艺。当建构筑物荷载较大或对沉降有较高的要求,而基础下的土层的物理力学性能不能满足要求时,采用桩基将基础以上的荷载通过桩(桩是一种细长的强度较高的柱状体)的作用传递到周围的上体以及深层较坚实的土层或岩层。

桩有多种多样的型式,在火电厂建设中常用的有预制钢筋混凝土桩、钢桩、套管成孔灌注桩、钻孔灌注桩和爆扩桩五种。

预制钢筋混凝土桩 预制桩一般为方形,可在现场预制也可在工厂预制。离心管桩在工厂制造,预制桩是打入式桩,其强度应满足起吊、锤击与承载力三方面的要求。多节预制桩的分节长度,要根据沉桩机械桩架的高度确定,单节长度可达30 m。预制桩组合接头有电焊角钢接头与硫磺胶泥浆锚接头两种。管桩的组合接头有电焊钢箍接头与法兰螺栓接头两种。

沉桩方法有:锤击法、振动法、压入法和射水法

锤击法是采用最广泛的方法,以锤的冲击力克服上对桩的阻力,使桩沉到预定深度。振动法是以大功率电动激振器产生频率为700~900次/min的振动,克服阻力使桩沉入土中。压入法沉桩是用静力将桩压沉到预定深度,故只限于在软弱土层和桩基不深且周围要求防震、防噪声的工程中使用。射水法沉桩是锤击、振动两种方法的辅助方法,施工时用高压水泵产生高速射流,破坏或减小土的阻力,使桩易沉入土中。打桩机械有单动蒸汽打桩机和柴油打桩机两种。桩端设计标高和最后10击的贯入度是停止锤击的控制准则。

钢桩 有钢管桩和型钢桩两种。钢管桩有螺旋焊接管和卷板焊接管两种。管径 $\phi 200 \sim 1200$,每节长度10~15 m。钢管桩分上节、中节、下节,每节略有不同。在上节桩顶部与下节桩的下端部,因承受较大的锤击力常在外圈加焊扁钢圈加强。钢管桩在打至地面以上时进行接桩,接头处加内衬圈后用电焊焊接。用于水质有侵蚀性地区的钢桩,应作防腐蚀处理。其方法有:安装阴极保护装置、外壁涂环氧焦油或聚乙烯树脂等。停止锤击的控制准则与预制钢筋混凝土桩相同。型钢桩为H型钢,截面尺寸200 mm \times 200 mm~360 mm \times 110 mm,壁厚9~26 mm不等。钢管桩顶部采用锅底形厚8~10 mm的钢板封口焊接,也有用高标号混凝土深1500 mm左右封口。桩顶均设置锚筋和基础连结。钢管桩打完后,超设计标高的部分还需用内切割机予以割除,以便挖土时不受干扰而且还可将割下钢管焊接在不重要处使用,以减少损耗,如先挖土后打桩可避免该工序。

套管成孔灌注桩 将长钢管上、下口和中间加强后成为钢套管,桩尖用铸铁、钢板、或预制钢筋混凝土等材料制成。将桩尖按设计桩位放好,将钢套管套上桩尖后用锤击法或振动法沉入土中挤土成孔。在管中浇注混凝土后,边振动边将套管拔出,混凝土同时得到振实,但需注意在上拔时保持钢套管下口在其内的混凝土面下1公尺处,然后再浇混凝土再拔钢管,循环施工直到基础底面标高以上,在土中凝成桩体。套管成孔灌注桩与预制桩相比,由于桩身无起吊与锤击要求,所以钢筋用量很少,甚至不用。

但在施工过程中,若桩孔中灌注的混凝土还没有强度时,立即在相邻桩位打下套管,则土壤挤压会把灌注桩挤断错位。故应安排好沉桩顺序(跳打),保证桩孔中的混凝土有一定的养护时间,以防止断桩。

钻孔灌注桩 在桩位钻孔(冲孔)时不下套管,不挤土,属非挤土桩。钻孔时为防止成孔后坍土,用护筒清水(即使孔内水压保持高于地下水压)或泥浆护壁。待钻至需要深度后,放入钢筋笼,用压缩空气或高压水对桩底沉泥进行清孔,然后在水中浇筑混凝土成桩。桩

底清孔和混凝土浇筑是质量关键。现场需设置泥浆沉淀池,待半干后运走。每根桩需要的时间较长,桩数量多时要用的设施相应增多,因此要将作业进度妥善安排。

爆扩桩 施工步骤是:成孔(钻孔、冲孔或套筒成孔)、下约包、浇筑部分混凝土、引爆、放钢筋笼、再浇筑混凝土成桩。其桩径一般为20~40 cm,爆炸后的扩大端为2.5~3.5倍。其单桩承载力主要取决于持力层强度,根据承载力要求配筋,故钢筋用量较少。

状态检修

(condition based maintenance, CBM) 也称预知性检修(predictive maintenance, PDM) 根据状态监测、分析诊断确定的设备实际技术状况来决定检修日期和对象的预防性检修。60年代末期,美国在航空系统设备中,因为传统的定期检修(time based maintenance, TBM)在经济上难以承受,而发展了根据各种不同部件的可能故障对整个系统可靠性影响程度的评估为基础来决定检修计划,即发展了以可靠性为中心的检修(reliability-centered maintenance, PCM),与此同时也发展了预知性检修。80年代以来,又将其引入核电厂和火电厂的检修,取得了提高可靠性和降低检修费用的目的。其他国家如德国、日本也开始了检修模式的改革。中国对于状态检修目前正处于研究开发和试点阶段。

定期检修的含义是:①根据历史经验和一般规律,将检修对象和周期预先设定,到规定时间就必须进行检修;②可以做到设备在隐患发展成故障前得到消除,避免因设备严重损伤导致检修时间延长;③一般要通过解体进行。因此,定期检修存在过多的不必要或保守的检修,有的检修则具盲目性。随着科学技术的发展、设备材料性能和制造工艺水平的提高,设备寿命延长,传统的“定期”就会造成不必要的解体检修;另外,由于电力市场的竞争,企业在降低发电成本方面(延长检修间隔、减少停机时间、节省检修费用等)必然要寻求新的途径,所以,进行改革是必然趋势。

状态检修的特点 ①检修项目具有针对性、通过检测和诊断,可具体确定检修对象和内容,因此可以减少检修项目,缩短检修时间。②检修周期更具科学性。通过检测和诊断,可在确认设备完好状态下,延长其检修间隔;而当发现有隐患时可及时检修,以防止发展成破坏性故障。③检测和诊断本身不需要解体设备。

状态检修的条件 设备的状态监测和诊断是实施状态检修的先决条件,具体包括硬件和软件两个方面。硬件指先进、可靠、精确的传感器和监测诊断仪器设备,可以是在线连续监测,也可以是离线监测,发展方



向是离线逐步转向在线；软件指利用计算机系统进行信息收集和使用专业软件进行数据处理、分析，进行解释，做出诊断结论，提示可能发生故障的时间，并同时提供解决问题的建议和步骤，用以指导检修决策（所谓专家诊断系统）。例如 ABB 公司开发了用于汽轮机的在线诊断状态监控系统，作为生产过程控制的一部分。监控了包括加热器、凝汽器在内的汽轮机、发电机全部。对整台汽轮发电机组选用了基础、扭振和振动监控，热耗与参数计算等模块；对汽轮机选用了叶片、水处理、给水加热、剩余寿命与运行参数等模块；对发电机选用了运行参数、附属设备、绕组、铁芯与气体监控等模块。与汽轮机不同，锅炉则较多地依靠停用检查，掌握其状态。在有些国家，也有将所有监测信息集中到诊断中心（设在电厂或试验中心）进行集中管理的。主要诊断步骤是：①信号检测；②特征提取；③状态识别；④诊断决策。在进行信息的收集和处理过程中，要做到有能够真实反映设备状况的参数和数据；要规定有科学依据的限值，在超过警戒点或限值时采取措施或停用检修；要将设计、安装和调试的数据和历史中曾经发生过的异常、故障信息进行储存和参与分析。

设备诊断技术 在设备不解体的条件下，针对设备的薄弱环节，采用高科技的手段对其物理、化学性能状态进行测试和判断，并预测其发展趋势。目前广泛应用的监测方法有：①声、振诊断；②油液诊断；③温度诊断；④其他诊断，如性能参数、压力、涡流、漏磁、应力应变、强度、腐蚀、电参数等等诊断。具体如设备寿命检测、炉管泄漏检测仪、炉灰坑堆焦三维图像仪、声发射检漏装置、超声波检测、变压器油色谱在线分析仪、油液分析仪、红外热成像仪、发电机转子内窥镜监测、振动检测装置、电机（器）绕组热点检测装置等等。这些智能化检测仪器，一般都比较昂贵，是否需要做到全面在线监测须视投入和收益的比较而定。离线检测仪器也可采取集中置于地区诊断中心，定期对各电厂设备进行巡回监测。

当今高科技手段——诊断理论和技术以及监测设备的不断创新、发展为推行状态检修创造了有利条件。中国电力行业现在进行的多项技术监督如金属监督、化学监督、绝缘监督等等都是诊断技术，可为状态检修服务。

应用 状态检修是新兴的检修模式，具有很好的发展前景和生命力。电厂设备可按重要程度来选取不同的检修模式。状态检修用于主要辅机和主设备为合理，因为只有这些设备才能从中带来收益，减少电厂成本。目前比较成熟的是在主要辅机上实施状态检修。监测的手段愈全面、愈先进，决策更具科学性。由于现阶段尚无一个明确的准则用来判定采用状态检修抑或定

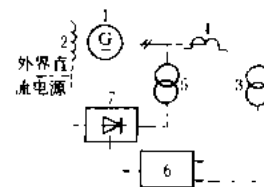
期检修，另外需要增添价格昂贵的测试与诊断设备，有的诊断设备还处于开发阶段，还不足以达到对设备全面监测，所以目前尚未在火电厂全面推广，不能完全替代定期检修。定期检修模式虽有缺点，但并未否定，仍是一种有效的预防性检修模式，需要改革的是其“单一性”。在美国，通常采用的是“优化检修”方式，即根据设备的不同具体情况，分别采用定期检修、状态检修、故障检修（corrective maintenance, CM）或主动检修，进行优化组合，尽量扩大状态检修范围，这种做法是合理的。推行状态检修是以科学检修为指导思想，以降低检修费用、延长设备寿命、提高设备可靠性和可用率为目标，最终达到提高发电厂经济效益的目的。

zibingli zhenglü yu

自并励整流励磁 (self-excitation with potential source rectifier)

同步发电机的励磁电流由接在机端的励磁变压器经可控整流器整流后供给的励磁方式。自并励可控整流励磁装置由励磁变压器、可控整流装置、自动电压调节器、起励装置及灭磁开关等组成。在各种运行工况下由自动电压调节器改变可控整流器的导通角以实现励磁的调节。机组起动时，由起励装置建立初始电压。

当自动电压调节器因故退出运行时，有手调励磁装置以维持机组继续运行。



自并励可控整流励磁原理图

1—发电机；2—发电机励磁绕组；3—电压互感器；4—电流互感器；5—励磁变压器；6—自动电压调节器；7—可控整流器

自并励可控整流励磁的原理如图所示，它的结构简单，造价低，运行维护方便，主机轴系短，正常运行时性能良好。但是当电力系统短路时，尤其是机端短路时供电电压将严重下

降，使励磁系统强励能力受到很大影响，甚至会造成机组失磁。并且由于短路电流的迅速衰减，可能使带时限继电保护拒绝动作，这是自并励励磁方式的弱点。有关专家的研究和试验表明，在电力系统发生短路的0.5 s以内，同样的强励倍数下，自并励方式与他励方式具有相同的性能，仅在短路0.5 s以后，自并励方式的缺点才表现出来。因此只要采取适当的快速保护，快速、可靠地切除在发电机近端发生的短路故障，并在调节器中装备不受端电压影响的电源装置或低电压触发装置，自并励励磁方式的性能是能满足电力系统运行要求的，因此自并励方式越来越普遍地得到采用。

dong chuan yu dian li shi zhong

自动电压调整 (automatic voltage regulation, AVR)

同步发电机的励磁控制系统对机端电压实施自动调节的功能。由于同步发电机具有电枢反应,其端电压随负载变化而波动。最早期的透平发电机运行时,电压是人工调节的,由运行人员监视并调节励磁机磁场回路中的变阻器来维持发电机的端电压。后来研制成机电型自动电压调节器,同步发电机端电压的调整才实现了自动化。

励磁控制系统 自动电压调节器、励磁机和同步发电机形成的反馈控制系统,见图1。自动电压调节器以发电机的运行参数(电压、电流、功率因数等)作为反馈控制信号,调节励磁电流以维持机端电压为给定值,实现并联运行机组间的无功功率自动分配和提高发电机组运行的稳定性。

自动电压调节器(AVR) 是励磁控制系统的核心部件,它所选用元件的性能和所采用的调节准则对调节系统的品质起主导作用。自动电压调节器是通过调节励磁电流来实现电压调整的,同时它还兼有强行励磁、强行灭磁等控制功能,所以也称为自动励磁调节器。

发展简况 50年代以前只有机电型自动电压调节器,它的执行部件直接作用于变阻器,改变励磁机的磁场电阻,从而改变发电机励磁,达到调节机端电压的目的。由于它需要克服摩擦力,具有呆滞区,所以发电机组不能在人工稳定区域运行。它的任务只是调整电压和无功分配。50年代磁放大器出现后,电磁型自动电压调节器开始问世,这种自动电压调节器的综合放大和功率放大部件都采用磁放大器,用改变励磁机磁场绕组合成安匝的办法来调节发电机的端电压,它没有机械运动部件,因而无呆滞区,发电机组可以在人工稳定区域运行。这种调节器可靠性高、寿命长。它的主要缺点是时间常数较大。60年代由于半导体器件的发展,又出现了半导体型自动电压调节器。半导体器件几乎没有时延、使用寿命长,70年代初半导体型的自动电压调节器就得到了广泛的应用。当前大规模集成电路和计算机技术日益成熟,应用计算机技术的数字型自动电压调节器(digital automatic voltage regulator, DAVR)已研制成功并投入工业运行。

构成和工作原理 自动电压调节器由基本调节装置和辅助装置两部分组成,其结构框图如图2所示,前者由电压测量比较、电压整定、综合放大、功率放大和

无功补偿等单元组成;后者包括励磁系统稳定器、最低励磁限制器、过励磁限制器、伏/赫保护和电力系统稳定器等。

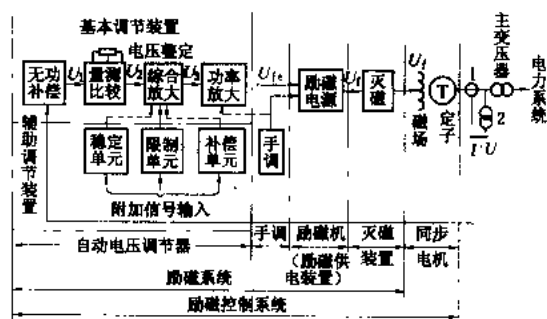


图2 自动电压调节装置结构框图

1—电流互感器;2—电压互感器

(1)基本调节装置:发电机端电压由测量元件转换为可与基准值进行比较的信号,两者间的误差信号经放大后控制励磁电源的输出量以克服机端电压的偏差,使误差信号降至微小值或为零,即调整发电机端电压接近或等于给定值。调节特性是衡量自动电压调节器静态工作性能的依据,比例式电压调节器的输出 U_f 与测量比较后的误差信号成比例,其特性见图3,发电机电压 U_t 升高时,调节器输出降低,其陡度与放大倍数成正比。通常用发电机的无功调节特性来反映自动电压调节器的静态性能,且用调差系数 δ 表示:

$$\delta\% = \frac{(U_{t0} - U_t)}{U_t} \times 100$$

式中 U_{t0} 为发电机空载状态下端电压的标么值; U_t 为功率因数等于零,定子电流等于额定值时发电机电压的标么值。

无功补偿器不接入,发电机负载从额定值变化到零时端电压的变化率称为自然调差系数 δ_n ,即

$$\delta_n\% = \frac{(U_{t0} - U_{tn})}{U_{tn}} \times 100$$

式中 U_{tn} 为额定工况下发电机电压的标么值。

δ_n 决定于励磁控制系统的放大倍数,是反映自动电压调节器调节精度的重要指标,也可称电压调节精确度或稳态电压调整率或静差率。中国电力部门规定自动电压调节器应保证发电机端调压精度小于0.5%~1%;中国国家标准则要求电磁型的自动电压调节器静差率小于3%,半导体型的小于1%。

无功补偿器用于并联运行机组间无功功率的分配。它的原理是使电压调节器测量元件测到的端电压加入正比于无功电流的分量。改变这一分量的比值即

可获得所需 δ 值的无功调节特性。并联运行的发电机组,其无功调节特性 δ 应为正值,即具有下倾特性。设发电厂母线电压标幺值为 U^* ,则在母线上并联运行的发电机其无功电流标幺值为: $I_Q^* = (U_{00}^* - U^*) \times 100/\delta$ 。 U^* 是空载电压标幺值,决定于整定输入信号。 δ 值设定后,改变 U^* 值可使无功功率作相应的增减。若母线电压波动 ΔU^* ,发电机组无功电流的波动为 $\Delta I_Q^* = -\Delta U^* \times 100/\delta$ 。通常要求各台发电机组无功负载的波动与其容量成比例,即 ΔI_Q^* 相等,所以在公共母线上并联运行机组的调差系数 δ 要求相等。国家标准规定无功补偿点最大的附加调差系数应在 $\pm 10\%$ 范围内。调差系数的整定是连续的,也可以在全程内均匀分档。

(2) 辅助装置:包括①励磁控制系统稳定器,可以是一个元件或一组元件,用串联或反馈补偿来校正正向信号,改进励磁控制系统的动态特性,使调节器工作时不会产生持续振荡。一般采用调节器输出电流或发电机励磁电压的微分信号反馈加到综合放大器的输入端;②过励磁限制单元;③最低励磁限制单元;④伏/赫保护单元;⑤电力系统稳定器等。

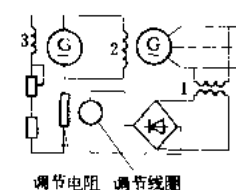


图4 机电型自动电压调节器

1—电压互感器;2—发电机励磁绕组;3—励磁机励磁绕组

分类 自动电压调节器按组成的元件及其性能可分为机电型、电磁型、半导体和数字式等四种类型。

(1) 机电型自动电压调节器:这是50年代以前早期的产品,如图4所示。电压基准是作用于螺线管的弹簧拉力,发电机电压增高时,调节线圈的电流增加,操作螺线管作用于变阻器,增加磁场电阻,使发电机电压降低。如发电机电压降低,则调节作用与上述相反。

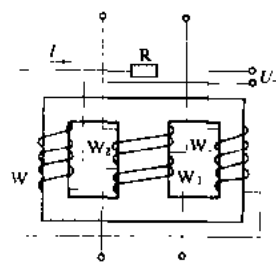


图5 磁放大器原理

为了减小磁放大器的时间常数,要求尽量减小磁放大器的功率,一般和复式励磁配合应用。图6为相复励自动电压调节器原理。图中相复励变压器副边绕组 W 的交流输出经整流后直接控制励磁机的励磁安匝。它的原边有电流绕组 W_c 和电压绕组 W_u 。两个绕组的合

成安匝是相复励变压器的原边总磁势。合理选择参数,就可以使相复励变压器的输出反映原边电流的大小和相位。相复励变压器中还设有控制绕组 W_k ,由电压校正器输出控制其铁芯的饱和程度来改变其副边绕组与原边绕组间的耦合系数,从而调节发电机的电压。这类调节器在中、小型发电机组上被广泛采用。

(3) 半导体自动电压调节器:其量测比较、综合放大和功率放大等单元以及辅助装置各单元均采用半导体器件组成,实施的方案很多。图7是半导体自动电压调节器的基本框图。①量测比较单元用来测量发电机电压并变换为直流电压,与给定的基准电压比较,得到电压误差信号。②综合放大单元一般由运算放大器组成。为了获得良好的工作性能,除由电压量测比较单元送来的电压误差信号外,还要综合来自辅助装置的各种信号,如过励磁限制、最低励磁限制,电力系统稳定器等信号。综合放大后的信号控制移相触发单元。③移相触发单元(图8),用来改变脉冲的相位,经脉冲形成、放大环节去控制可控整流电路的导通角,改变其输出电流的大小。它与可控整流电路一起组成电压调节器的功率放大输出单元。

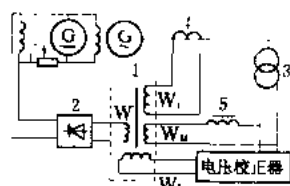


图6 相复励自动电压调节器原理

1—相复励变压器;2—复励整流器;3—电压互感器;4—电流互感器;5—电抗器
 W —副边绕组; W_c —电流绕组; W_u —电压绕组; W_k —控制绕组

(4) 数字式自动电压调节器(DAVR):采用微型

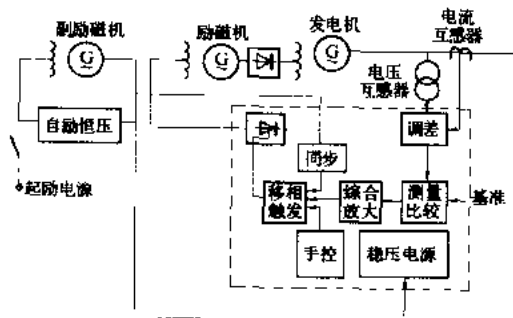


图7 半导体自动电压调节器基本框图

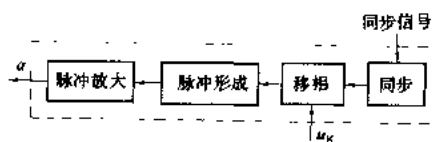


图8 移相触发单元的构成



计算机作为综合、处理信号的“智能”部件,可控整流电路作为其功率输出单元。它能比较方便地构成多输入—多输出的反馈控制系统,且可应用现代控制理论实现最优励磁控制。发电机的电压、电流等运行参数经模/数(A/D)转换后输入计算机,计算程序按所选用的调节准则运行,获得恰当的调节量输出,控制可控整流电路的输出电流,完成其调节任务。为了提高可靠性,DAVR一般采用双重化工作方式,即相同的两套计算机同时工作,其中一台为调节工作状态,另一台为监视状态,当工作状态的计算机不正常时,立即切换,由监视状态计算机担任调节。

调节准则 又称调节方式或调节规律,即自动电压调节器对被调量进行调节所采用的数学模型,常用的有比例、比例积分、比例微分、比例微分积分和最优控制等几种。

比例调节 按发电机电压、电流等运行参数的偏差按比例进行调节,大多数自动电压调节器采用这一调节准则。

比例积分调节 除按电压、电流等运行参数的偏差按比例调节外,还设有积分环节,按偏差的积分调节,以提高调节精度。

比例微分调节 除按运行参数偏差的比例进行调节外,还引入某些运行参数的导数(如电压、电流的导数,频率或转速)以改善机组运行的稳定性,以前苏联称之为强力式励磁调节器。

比例、微分、积分(PID)调节 按运行参数偏差的比例、微分和积分进行调节,选用不同的放大系数以求得较佳的调节性能。

最优控制 是在现代控制理论的基础上提出的一种调节准则,主要依赖于电子计算机的应用和发展。最优控制的目标通常为在动态过程中使状态变量偏差平方和对时间的积分为最小,同时其控制量也最合适。实际上是多状态反馈的比例式调节,通过计算求得各状态量反馈的最佳比例系数以优化其动态性能。

zidonghua xitong de guanlu he dianlu

自动化系统的管路和电缆 (pipe line and cables of automatic system) 仪表与控制回路必不可少的组成部分。

自动化系统的管路 按作用划分主要有:①测量管路:传送被测介质的参数信号;②信号管路:传送仪表或控制设备之间的信号;③动力管路:传送气体或液体动力源;④取样管路:分析仪表取样;⑤吹扫管路:为防止测量管路、仪表堵塞而用气体反吹;⑥放空排污管路:仪表或取源部件放空或排污被测介质;⑦伴热管路:为仪表及管路伴热保温。不同用途的管路选择原则

也不同;取样、测量管路及取压短管的材质和规格应根据被测介质的类别、参数及管路的安装位置进行选择,例如:对于高温高压(一般 $p > 14 \text{ MPa}$, $t > 500^\circ\text{C}$)被测介质,一次门前取压短管及管路材质应选用12GrMoV或与主管道同材质,短管尺寸 $\phi 25 \times 7$ 或 $\phi 22 \times 6$,管路尺寸 $\phi 16 \times 3$;一次门后的管路应能满足可能达到的最高压力和排污时的最高温度的要求,可选20号钢, $\phi 14(16) \times 2(2.5)$,信号管路宜选用不锈钢管或紫铜管,规格可为 $\phi 8 \times 1$ 或 $\phi 6 \times 1$ 。管路按其测量及安装的要求应合理配备阀门及附件。管路敷设应整齐美观,尽量减少交叉和拐弯,并设置适当的排水或排气阀以及防冻措施等。

自动化系统用电缆 可分为测量、控制、动力回路用电缆,一般其线芯材质为铜芯。热电偶测量回路用补偿电缆,其线芯材质应与热偶丝相同或热电特性相匹配。电缆或补偿电缆的绝缘层和护套层的材质应根据敷设路径的环境温度以及是否有低毒、难燃、耐火等要求进行选择。电缆线芯截面按回路的最大允许压降、线路通流量、仪表或模件的最大允许外部电阻及机械强度等要求选择。起止点相近的同类场合电缆可合并选用多芯电缆,但微弱及低电平信号不应与强电回路合用一根电缆。电缆宜采用电缆桥架敷设,同一通道中多层水平电缆桥架宜自上而下排列带屏蔽信号电缆、强电信号控制电缆、电源电缆、电动门动力回路电缆。电缆桥架外的电线电缆一般应敷设在保护管中。电缆敷设应避免爆炸性气体区域及火灾危险区域,当电缆敷设在有可能着火区域时应实施阻燃分隔。

zidonghua xitong dianyuan

自动化系统电源 (power supply of automatic system)

为保证自动化系统中全部自动设备安全可靠连续工作所需要的各种类型电源。按照自动设备在自动化系统中的功能、重要性以及设备本身特点来分析,所要求提供的电源是不同的。火力发电厂中自动设备或装置主要有:①计算机或微机监视或监控装置;②各种控制仪表盘和继电器盘;③各种测量变送器;④各种电动驱动机构;⑤主辅机系统配套的监视控制装置;⑥为辅助车间控制监视用的自动化设备。根据不同供电要求,自动化系统电源可分为交流不间断电源、直流电源、交流电源、保安电源和低压电源等5种。

交流不间断电源 主要用于机组的计算机或微机监视或监控系统以及大型汽轮机数字电液控制系统。由于这些自动装置是监控整台机组运行的设备,要求在机组运行甚至停机过程及停机后均应工作,且此种装置的供电电源又是不能中断的,甚至10 ms中断后再恢复也会使装置停止工作从而迫使停机。此外,这些



自动装置正常工作对供电电源的质量要求也较高,电厂一般的交流电源达不到应有的电源品质。为此,电厂中设置专用的不间断电源装置,向有关计算机系统及一些重要的微机保护装置供电。为了提高不间断电源的供电品质和可靠性,一般采用逆变器带静态开关切换构成的不间断电源系统。(UPS:uninterrupted power system),电源切换时间可在5 ms以内,供电电压稳定度不大于2%,频率稳定度不大于1%,波形失真度不大于5%。自动化系统中使用的不间断电源一般均为交流220 V单相接地的电源。

直流电源 主要为安全性要求高的控制驱动设备供电,如汽机主汽门关闭用电磁线圈;锅炉电磁安全阀;一些机组保护用的直流继电器;电动机控制开关的驱动线圈等等。由于电厂设有专用的直流蓄电池提供上述直流电源,因此不会受到电厂交流厂用电源停电的影响,保证了这些设备在任何状态下都能控制。电厂直流电源一般为220 V。有些用110 V作控制用直流电源,而用220V作驱动器的动力电源。直流蓄电池电源均为不接地电源系统。

交流电源 自动化系统中采用交流控制电源支持工作的自动设备最多,如大量仪表盘上和就地安装的各种仪表;各种阀门的电动驱动装置;调节器和调节门的执行机构;交流电磁线圈;控制继电器及控制回路;一些与辅机配套的成套控制装置以及仪表设备检修电源和保温伴随电源等。根据上述设备在自动化系统中的重要性和功能不同,在供电系统上有所区别,如可采用一路供电或两路电源供电,甚至设有备用电源自动投入功能。自动化系统交流电源一般采用交流220 V一点接地系统。电动阀门驱动装置一般采用交流380 V接地或不接地电源。有的国家将交流380 V电动机的供电作为动力电源的一部分。

保安电源 大型电厂中,为保证安全停机停炉还设置了由柴油发电机提供的保安电源,因为厂用电源全部故障消失时,机炉也将紧急停止运行,但停机过程中如锅炉的回转式空气预热器仍应连续运转,使其均匀冷却;汽轮机交流润滑油泵应投入运行以保证汽轮机惰转过程中的轴承润滑;甚至在汽轮发电机重大故障时,还应打开真空破坏门快速停机,因此,这些设备及相应控制系统均应由保安电源供电。

低压电源 有些自动设备要求提供低于220 V的电源,如各种参数测量用的变送器;某些电磁阀等等。特别是大量的变送器,一般要求提供了直流24 V电源,由于它与由直流蓄电池提供电源的设备主要考虑安全性不同,直流24 V电源一般由交流电源通过变压整流后获得,虽然每个自动设备或装置用电量一般均不很大,但数量很多,如测量变送器和驱动器都在数百

台以上,因此,设有专门的电源系统,由电厂电源装置取得电源后再分别配送到各个独立的自动设备

自动化电源系统应保证各自动设备供电的独立性,不使某一些设备或装置的故障而影响对其他设备的供电。自动化系统还应根据用电设备的可靠性要求和功能采取不同方式配电,如重要的、影响工艺设备运行的自动设备应有两路电源供电,甚至采用备用自投方式,然后分别送至相关用电设备。对于计算机装置,其供电的UPS系统不但有两种电源供电,还有蓄电池作后备,且自动切换采用了静态开关。而对于有些辅助车间或辅助系统,当这部分工艺设备短时停运不会影响机组停运时,则可只由一路电源供电。

zhuanghua xitong qi yuan

自动化系统气源 (air supply of automatic system)

为自动化系统中需要用气的自动设备和其他用气设备供气的设备。火力发电厂除大量自动化设备和装置采用电源作为动力进行工作外,还有许多设备是需要提供气源的。气动设备在某些场合下,比电动设备性能更优越。如电动设备在电源消失时无法动作,而气关式气动阀门则在气源消失时却能自动打开。为了防止汽轮机停机时与之相连的各蒸汽管道的凝结水进入汽缸,均装有能自动打开的疏水门。这些疏水门应采用气关式的。这样才能保证在停电、停气的情况下防止汽轮机因进水而损坏。用气源驱动的设备,在相同的尺寸下,较电动设备推力大,比通过减速装置驱动的电动伺服机构的行程时间短,且受热环境的影响小。电厂自动调节系统中采用气动执行机构能减少伺服时间从而提高调节品质。在锅炉燃烧器附近装设风门驱动执行器时,气动比电动的更适应环境温度。锅炉油燃烧器推进装置采用气动的推力大,工作更稳定可靠。因此,在大型电厂中,大多设有专用的自动化气源系统。在小型电厂中,过去也曾采用大量气动仪表和气动调节器。在一些防爆的场合,采用气动自动化设备也是有利的。由于气动驱动装置所接受的控制信号多为电气量,需要电气转换和放大,其机构要求气源的品质较高,否则易卡涩。电厂自动化系统气源品质的指标是:含尘量小于 $0.1\text{g}/\text{m}^3$;含尘微粒直径不大于 $3\text{ }\mu\text{m}$;含油量不大于 $10\text{mg}/\text{m}^3$;在工作气压下(一般为 $0.6\sim 0.8\text{MPa}$)其露点温度比工作环境下的最低温度低 10°C ,以保证不会结露。为此,电厂自动化系统的气源均由专设的仪用空压机提供,并带有灰尘过滤、除油、除水和干燥装置。传输空气的管道采用不锈钢管,在集中供气的地点和某些独立用气点还设有减压过滤器。对瞬时有气量大,需保证迅速安全动作的气动执行器(如气动锅炉安全门),还专设有独立的储气罐。为了保

证供气的可靠性,对重要和集中的用气点(如锅炉房内),采用双路供气方式接至母管,然后分别供气到各用气设备。在自动化系统中,还有少量的需要用气的场合,如吹气式水位计、烟气压力测量防堵装置、仪表防护箱密封用气等,由于这些因气对气源品质要求不高,可由仪用空压机提供,也可由电厂的其他空压机提供。

自动励磁调节装置试验

自动励磁调节装置试验 (testing of automatic voltage regulator) 对装置的各主要单元如起励、调差、电压测量、放大、稳压、移相触发、晶闸管整流等的元件特性进行测定及对整组性能进行试验和调整,使装置性能符合要求,能保证空载电压的稳定性,在各种运行工况下能维持发电机端电压在给定水平,并合理分配并列运行发电机间的无功负荷。试验可分为静态调试和动态调试两部分。

静态调试 发电机转动前对装置外加试验电源所进行的试验。

(1) 各单元元件及/或印刷电路板的试验:主要项目有输入—输出特性、调节整定范围、校核增益整定范围、显示状态检查及校准等。

(2) 励磁调节装置整组模拟试验:用等值电阻接至调节器输出端子;用外加电源代替发电机电压,用试验用中频机代替副励磁机,或用厂用电源模拟励磁变压器二次电压,分别向调节器供给试验用电源。检查给定电压变化范围和控制角变化范围均在规定的范围内;用示波器观察晶闸管整流回路的直流输出波形。

(3) 起励回路模拟试验。

动态调试 发电机起动后对装置进行的试验。

(1) 起励试验:接入起励回路,发电机建压并达额定值。

(2) 励磁系统开环稳态放大倍数测定:装置在手动方式开环运行,用手控电位器调节送入可控硅移相触发单元的控制电压,使发电机升压至额定值,并在略大于及小于额定值的工况下,读取几点控制电压及相应的放大器输出电压值,并计算稳态放大倍数。

(3) 电压调整范围检查:分别用手控及自控方式升压,确定发电机电压调整范围。

(4) 空载稳定性试验:又称阶跃试验。利用突然改变测量回路电压整定值的方法或操作自动—手动切换开关的方法,用示波器记录当发电机电压由 $1.0U_n$ 到 $0.9U_n$ 及由 $0.9U_n$ 到 $1.0U_n$ 变化时装置的响应情况,并将阻尼回路调整到最佳状态。要求阶跃时的超调量小于阶跃值的30%,电压摆动次数小于3~5次,调整时间(从阶跃开始到电压回复稳定的时间)小于10s。

(5) 频率特性试验:改变汽轮机转数,使发电机电

率由47.5 Hz到51.5 Hz变化时,发电机电压的变化率每赫不超过0.5%。

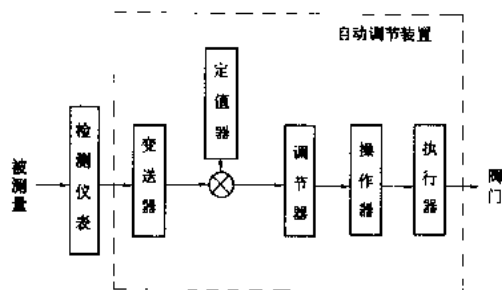
(6) 带负荷后用模拟方法检验各种限制、保护及信号回路。

(7) 机组甩负荷时装置的稳压性能试验:检查由于突然甩去负荷使发电机电压上升的最大值及装置能保持发电机空载电压在允许范围内的功能。

试验设备 主要有试验用中频发电机、光线示波器、双线示波器、数字电压表、数字万用表等;对数字式自动励磁调节器试验时,尚需配备PC计算机及专用测试台。

自动调节装置

自动调节装置 (automatic regulating equipment) 在自动调节系统中,当被调量受到扰动作用出现偏离时,能作相应调节,使被调量在预定范围内或按预定规律变化的自动调节仪表及装置。是工业自动化仪表的一个主要大类。自动调节装置的原理框图见图;被调量经各种相应检测仪表测量后,由变送器转换成各种标准的传输信号,与给定值进行比较,当有偏差时,调节器按预定的调节规律动作,其输出经操作器控制执行器动作,最终使被调量趋向于给定值。主要用于工业过程的各种温度、压力、流量、液位等参数的自动调节。



自动调节装置的原理框图

结构 自动调节装置的结构型式有三种: 1 基地式调节仪表: 一个单台仪表包含着从变送器到执行器的全部功能; 2 单元组合式调节仪表: 由具有不同功能的若干单元仪表按调节系统具体要求组合而成; 3 组装机式调节仪表: 采用机柜安装形式, 内部由各种功能插件按调节系统要求组装而成, 或者由计算机主机板与其他通道、接口、通信板配置而成。

工作原理 自动调节装置按其工作原理可分为机械式、气动式、液动式、电动式。机械式调节仪表将传感器的输出经各种机械的传递、放大, 最终推动执行器动作; 气动或液动式调节仪表用气压或液压作辅助能源, 采用膜片、喷嘴挡板、滑阀等元件, 经气动或液动

执行器完成调节功能；电动式按采用的主要器件又可分为模拟式和数字式两类。模拟式调节仪表采用晶体管、线性运算放大器作为各种电路的主要器件；数字式调节仪表采用大规模集成电路与数字电路作为主要器件。

调节规律 自动调节装置的调节规律一般有P（比例）、PI（比例、积分）、PID（比例、积分、微分）等方式及其他控制规律（见模拟量控制系统）。实际采用时按对象特性和系统调节品质要求选取，并进行参数整定。

输出动作 自动调节装置的输出动作一般有开关式、断续式、连续式。开关式动作的调节装置，其输出使阀门开或关、无中间位置；断续式动作的调节装置，使阀门呈间歇、脉动式启闭；连续式动作的调节装置使阀门连续动作。

自动调节装置的精度检验，主要通过装置本身的闭环精度表示、温度影响、电磁场干扰影响、长期稳定性也是重要考核指标。

ding tongbu liheqi

自动同步离合器 (self-shifting synchronous clutch) 一种能自动同步的离合器，其主动件与从动件之间在转速同步时，能自动实现啮合或分离，以适应不同运行状态的需要。因其英文名称的前三个单词的开头字母均为S，故也称3S离合器。

结构与工作原理 现用的3S离合器均为棘齿型，图1为其结构的原理性示意。它由主动件、滑动件和从动件三部分组成。滑动件与主动件之间以螺旋花键传递扭矩，并靠螺旋花键传扭方向的变化，使滑动件左移或右移，以实现离合器齿的分离或啮合。滑动件上有棘爪，与从动件上的棘轮相配，它们是实现自动离合的关键部件。棘爪能转动，靠弹簧力将头部抬起，使与棘轮啮合，情况如图2(a)所示。

机组静止时，离合器处于图1中上半部位置。主动件开始旋转时，棘轮对棘齿产生作用力，使滑动件相对主动件旋转，受螺旋花键的导向作用，滑动件向图中右侧移动，离合器齿的啮合情况变为图1中的下半部位置，使主动件带动从动件一起旋转。

机组运行时，处于主动件端的燃气轮机若要停机，而从动件端如仍需继续工作，随着主动件端的转速下降，螺旋花键传递的力矩反向，促使滑动件向图中的左侧移动，离合器齿就分离，变为图1中上半部位置，于是主动件端的机组停机。那时，棘爪头部虽抬起，但由于转向关系，使其与棘轮之间不棘合，而呈“活轮”状态。

当从动件端在工作，而主动件端由静止状态拟投

入工作时，主动件端的转速要升高到略微超过从动件的转速，棘轮会对棘齿产生作用力，致使滑动件右移，离合器齿就啮合。机组的功率由主动件传给从动件。

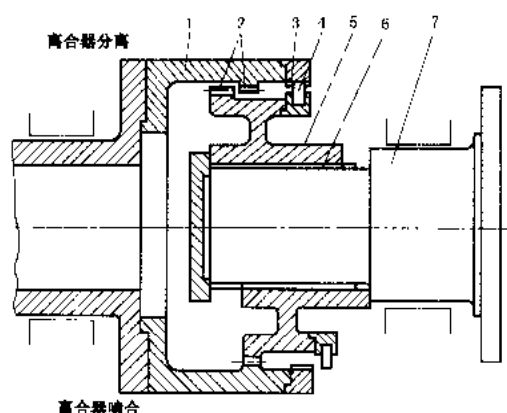


图1 3S离合器

1—从动件；2 离合器齿；3—棘轮；4 棘爪；
5 滑动件；6 螺旋花键；7—主动件

应指出：高转速下处于“活轮”工作状态的棘爪，因受棘轮压下和弹簧弹起的作用，棘爪头部与棘轮之间会发生撞击和摩擦，很易损坏。为了解决这个问题，应采用能使棘爪与棘轮分离的结构。其中之一如图2所示。这种方案称为“低速的棘爪棘轮结构”。在低转速下棘爪由弹簧力作用，将头部弹起，使与棘轮棘合，见图2(a)。当转速升高到一定值时，棘爪尾部由于偏心离心力大于弹簧力，棘爪尾部就抬起，使头部与棘轮分离而消除“活轮”状态，见图2(b)。另一种方案称为“高速的棘爪棘轮结构”。在低转速下棘爪由弹簧力作用，将尾部抬起，使与棘轮分离；高转速下棘爪头部由于偏心离心力大于弹簧力，使棘爪头部抬起而与棘轮棘合。

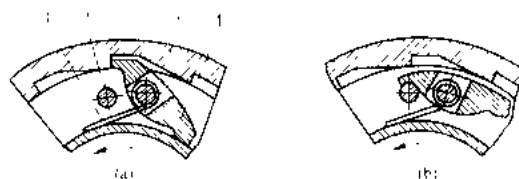


图2 棘爪与棘轮的工作状态

1—弹簧；2 限位销钉；3 棘轮；4 棘爪

图2所示的结构是棘轮在外圆侧，棘爪在内圆侧。还有一种是棘爪在外圆侧，棘轮在内圆侧的结构，同样有高速与低速两种结构方案。

在3S离合器中同时应用高速与低速两种棘爪棘轮后，就能消除高转速下的“活轮”工作状态，这时低速的棘爪在从动件上，高速的棘爪在滑动件上。从动件静止时，主动件端机组起动投运，处于棘合状态的低速

棘爪推动棘轮,使滑动件移至离合器齿啮合位置,带动从动件一起旋转。从动件在低速下工作,而主动件端机组起动投运至两者转速同步时,由于低速棘爪与棘轮尚未分离,产生与上述相同的动作,离合器齿啮合。从动件高速旋转时,低速棘爪与棘轮分离,主动件端机组起动达到高速后,高速棘爪头部抬起与棘轮棘合,在两者转速同步时,滑动件移至离合器齿啮合位置。当主动件端机组停机而从动件端继续运行时,因螺旋花键传扭反向,使离合器齿分离。

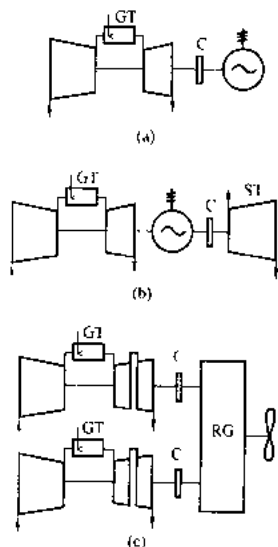


图3 3S离合器的应用
C—3S离合器;GT—燃气轮机;RG—减速齿轮箱;ST—汽轮机

大功率的3S离合器,还采用大小两个滑动件的结构,以改善其工作的可靠性。

3S离合器在燃气轮机中的应用 应用情况见图3。其中(a)图是发电机需作调相机运行时的情况。它可以是:燃气轮机带动发电机一起起动投运发电;或发电机改作调相机运行,将燃气轮机停下;或发电机作调相机运行时需投运燃气轮机,将发电机改作发电运行。(b)图为单轴式联合循环机组的情况。燃气轮机能独自快速起动投运发电,而汽轮机则在余热锅炉产汽

后暖机起动,再投入运行。汽轮机还可独自停机。(c)图为军舰用两台燃气轮机传动一个螺旋桨的联合动力装置情况。可使任意一台燃气轮机单独运行;或使两台同时运行;或当两台同时运行时,任意停掉一台;或当一台运行时,使另一台起动,也投入运行。

自动主汽门

自动主汽门 (automatic main stop valve)

控制汽轮机进汽并能在紧急状态下快速关闭截断进汽的专用阀门。是汽轮机保安系统重要组成部件之一。在汽轮发电机组故障要求实行紧急停机的情况下,通过保护系统自动控制或就地操作或远方操作立即关闭主汽门,截断汽轮机进汽,防止事故扩大和设备损坏。自动主汽门应动作迅速、可靠和关闭严密。

结构 自动主汽门由汽门和操纵机构组成。双座门提升力小但严密性差,所以普遍采用单座门。在门芯中设有预启门,用于降低汽门前后压差,便于门的开

启。门杆和密封面有司太立合金或氮化处理,以防卡涩。门芯周围设有滤网,防止异物进入汽轮机。操纵机构一般采用断流式单侧进油油动机(见传动放大机构)。在操纵机构中还设有门杆活动装置,以防汽门门杆卡涩。

类型 有卧式(图1)、立式(图2)和联合式(图3)。其结构特点列于表。

自动主汽门类型和结构特点

类型	卧式主汽门	立式主汽门	联合汽门
结构布置	主汽门卧式布置,操纵机构布置在门体前端的运转平台上	主汽门为单座门立式布置,设有预启门。汽门布置在运转平台下,操纵机构布置在运转平台上	主汽门和调节阀汽门为一体结构。立式或卧式布置,工作时先开启带有预启门的主汽门然后开启调节阀汽门
特点	1. 蒸汽管道弯头少,压头损失小; 2. 避免了高压油泄漏到高温管道引起火灾; 3. 活动部件容易卡涩; 4. 安装、检修不方便	1. 自动提升力小; 2. 安装、检修较方便; 3. 油动机漏油容易引起火灾	1. 布置紧凑; 2. 汽流流动损失小; 3. 立式布置的联合汽门门杆伸出轴较长,易卡涩; 4. 广泛应用于大型汽轮机

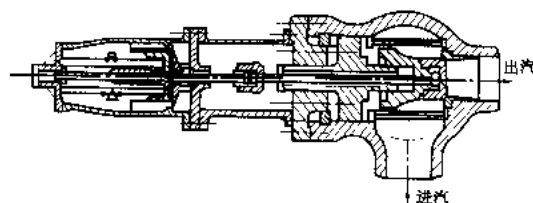


图1 卧式主汽门

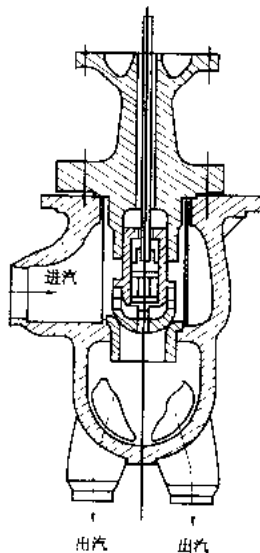


图2 立式主汽门

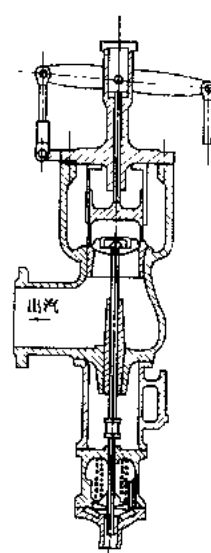


图3 联合汽门

励磁整流器

自复励整流励磁 (self-excitation with compound source rectifier)

从同步发电机电压和电流取得励磁电源, 经整流器整流后供给该发电机励磁电流的励磁方式。按其电压、电流复合位置的不同, 可分为交流侧叠加自复励和直流侧叠加自复励。

交流侧叠加自复励 励磁变压器的输出与励磁串联变压器的输出, 先叠加再经过整流供给发电机励磁, 则构成交流侧叠加自复励方式, 这样少装一套大功率整流装置。按叠加方式的不同可分为交流侧串联自复励(图 1, a)及交流侧并联自复励(图 2, b)。

图 1 (a) 中发电机的励磁由接在机端的励磁变压器和接在中性点侧的串联变压器串联而经可控整流器整流后提供。

串联变压器的一次绕组与主机定子串联, 而二次绕组与励磁变压器的二次侧串联。串联变压器是一种特殊变压器, 它的磁路不饱和, 即它的互感电抗为常数, 所以其二次侧电压是与一次侧电流成正比的。可控整流器的输入电压等于励磁变压器和串联变压器二次侧电压的相量和。因此这种励磁方式具有相复励作用。由于串联变压器二次侧电压的补偿作用, 在参数选择适当的情况下, 使相间短路时可控整流器的输入电压不变, 提供必要的强励倍数。因此这种励磁方式具有较高的运行独立性, 适用于要求顶值电压高、增长速度快的大容量同步发电机。

图 2 (b) 中励磁变压器串联一个饱和电抗器后与串联变压器副边并联, 经整流桥整流后供给发电机励磁。正常运行时, 发电机励磁电流的调节通过自动电压调节器控制饱和电抗器的输出来实现。这种励磁方式亦具有相复励作用。

直流侧叠加自复励 在自并励的基础上加一台与发电机定子回路串联的励磁变压器, 后者另外配备一套整流装置, 二者在直流侧叠加, 则构成直流侧叠加自复励方式。叠加方式可分为并联自复励(图 2, a)和

串联自复励(图 1, b)两种。

图 2 (a) 中发电机励磁由接在机端的励磁变压器及接在中性点一侧的串联变压器分别经可控整流器及整流器整流后在直流侧并联提供。发电机空载时, 其励磁电流由励磁变压器单独供给, 负载时由励磁变压器与串联变压器共同供给。强行励磁时, 可控整流器被闭锁, 由串联变压器提供全部强行励磁电流。正常运行时, 由自动电压调节器改变可控整流器的导通角以实现励磁调节。这种励磁方式曾在一些中、小型透平发电机上采用。由于复励部分与自励部分协调配合较差, 励磁变流器副边尖峰过电压比较严重等原因而未能得到推广。

图 1 (b) 所示直流侧串联自复励的主要工作特性与交流侧串联自复励相同。其特点是整流元件承受电压较低, 随着可控整流元件反向电压的提高, 优点已不突出。

conduction heat

自然对流换热 (natural convection heat transfer)

由于流体内部温度差引起密度不同而形成浮升力, 在此浮升力引发的运动下所产生的换热过程, 又称自由运动换热。热力管道、热力设备、锅炉炉体等与周围空气之间的换热都是自然对流换热。它的强度取决于流体沿固体换热表面的流动状态及其发展情况, 而这些又与流体流动的空间和换热表面的形状、尺寸、表面与流体之间的温差、流体的种类与物性参数等许多因素有关, 是一个受众多因素影响的复杂过程。

分类 依流动空间的大小, 自然对流换热可分成无限空间或大空间内的自然对流换热和封闭空间或小空间内的自然对流换热两种。对于前者, 在流动空间内, 流体沿加热面的上升运动与沿冷却面的下降运动互不干扰; 而对于后者, 上升与下降运动相互发生影响。

自然对流换热关系式 无论是大空间内或封闭空

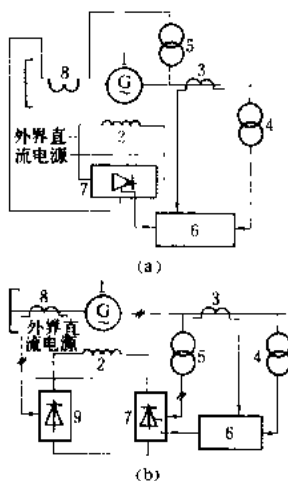


图 1 串联自复励原理图
(a) 交流侧串联自复励; (b) 直流侧串联自复励

1—发电机; 2—发电机励磁绕组; 3—电流互感器; 4—电压互感器; 5—励磁变压器; 6—自动电压调节器; 7—可控整流器; 8—串联变压器; 9—整流器

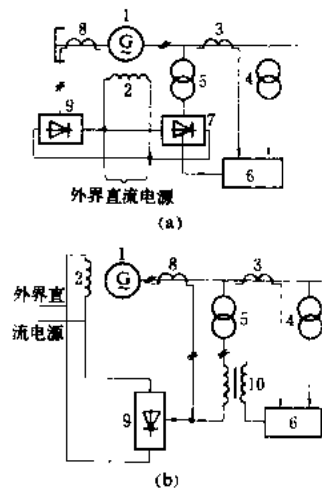


图 2 并联自复励原理图
(a) 直流侧并联自复励; (b) 交流侧并联自复励

1—发电机; 2—发电机励磁绕组; 3—电流互感器; 4—电压互感器; 5—励磁变压器; 6—自动电压调节器; 7—可控整流器; 8—串联变压器; 9—整流器; 10—饱和电抗器



间的自然对流换热,其流体流动的状态亦即换热的强弱都可用无量纲数 $Gr \equiv \frac{g\beta(T_w - T_\infty)L^3}{\nu^2}$ 和 $Pr \equiv \frac{\nu}{\alpha}$ 的乘积来表示。这里, g 为重力加速度, β 为流体的体胀系数, T_w 和 T_∞ 为换热表面的和远离换热表面流体的温度, L 为物体的定型尺寸(例如,对于竖壁和竖管为高度,对于横管为直径), ν 和 α 为 $T_f = \frac{1}{2}(T_w + T_\infty)$ 温度下流体的运动黏度和热扩散率。 Gr 称为格拉晓夫数,是浮升力与黏滞力的比值,表示浮升力对流场的影响。当致 Gr 数较小时,沿换热表面的流动状态为层流;当 Gr 数增大到某个临界值时,层流变成不稳定并过渡为湍流。 Pr 数表示流体物性对换热过程的影响。所以常用 Gr 数和 Pr 数的乘积来综合表示流体运动的状态和物性对换热强度[用 $Nu \equiv \frac{\alpha L}{\lambda}$ 表示, α 为换热系数, λ 为流体的导热率, Nu 称为努塞尔数)的影响。这种影响通常表述成下述指数函数形式,并称之为换热关系式

$$Nu = c (Gr Pr)^n$$

它是在一定的 $(Gr Pr)$ 范围内,用实验数据综合出来的。 c 、 n 为实验常数,随流体运动的状态、流动空间

和换热面的形状、尺寸以及位置、流体的物性参数,换热面与流体之间的温差等因素的不同而变化。对于大空间内的自然对流换热,一些典型情况下的 c 、 n 值如表 1 所示。下角标 f 表示各物性参数是以 T_f 作为定性温度来确定其数值的。

在封闭空间内,自然对流的情况除与流体性质、冷热表面温差有关外,还将受空间的形状与尺寸的影响,过程更为复杂。由于光测技术的发展和电子计算机的应用,自 60 年代以来封闭空间内的自然对流换热的研究取得了很大的进展。以矩形夹层为例,当厚度为 δ 的夹层竖直放置时,由于流体沿热壁向上运动和沿冷壁向下运动的两股流动的边界互相作用,使整个夹层内形成若干环流,此时夹层的换热系数增大。而当 $Gr_\delta = \frac{\beta g (T_{w1} - T_{w2}) \delta^3}{\nu^2} < 2000$ 时,可认为夹层内没有流动发生,通过夹层的热量可按纯导热过程计算。当夹层水平放置且热壁在下时, $Gr_\delta > 1700$ 以后夹层内形成有秩序的蜂窝状分布的环流, $Gr_\delta \geq 50000$ 时蜂窝状环流消失,变成湍流;当 $Gr_\delta < 1700$ 时可按纯导热过程计算。对于夹层,换热系数可用公式 $q = \alpha (T_{w1} - T_{w2})$ 定义,式中 T_{w1} 和 T_{w2} 分别为热壁和冷壁的温度, K ; q 为热流通量。竖直、倾斜以及水平夹层的换热关系式列在表 2 中

表 1 几种典型的物体与流体间的自然对流换热关系式中的 c 和 n 值

换热物体形状	定型尺寸 L	$Gr Pr$	c	n	备 注
平板和竖圆管(圆柱)	板或圆管的高度	$10^4 \sim 10^7$ $10^8 \sim 10^{11}$	0.59 0.10	1/4 1/3	层流 湍流
水平圆柱(圆管)	圆柱直径	$10^4 \sim 10^6$ $10^7 \sim 10^8$	0.53 0.13	1/4 1/3	层流 湍流
水平平板热面朝上或冷面朝下 水平平板热面朝下或冷面朝上	$L = \frac{\text{平板面积}}{\text{平板周长}}$	$2 \times 10^4 \sim 8 \times 10^6$ $8 \times 10^6 \sim 10^{11}$ $10^7 \sim 10^8$	0.54 0.15 0.58	1/4 1/3 1/5	层流 湍流 层流

表 2 矩形夹层几种典型状态的换热关系式

夹层位置	换热关系式	适用范围
热壁在下的水平夹层(气体)	$Nu_\delta = 0.059 (Gr_\delta Pr)^{1/4}$	$1700 < Gr_\delta Pr < 7000$
	$Nu_\delta = 0.212 (Gr_\delta Pr)^{1/4}$	$7000 < Gr_\delta Pr < 3.2 \times 10^5$
	$Nu_\delta = 0.061 (Gr_\delta Pr)^{1/3}$	$Gr_\delta Pr > 3.2 \times 10^5$
热壁在下的竖直与倾斜夹层(气体) θ 为夹层与水平的夹角	$Nu_\delta = 1 + 1.44 \left[1 - \frac{1978}{Gr_\delta Pr \cos \theta} \right]$	$1708 < Gr_\delta Pr \cos \theta < 5900$
	$Nu_\delta = 0.229 (Gr_\delta Pr \cos \theta)^{1/3}$	$5900 < Gr_\delta Pr \cos \theta < 9.23 \times 10^4$
	$Nu_\delta = 0.157 (Gr_\delta Pr \cos \theta)^{1/3}$	$9.23 \times 10^4 < Gr_\delta Pr \cos \theta < 10^6$

自然循环锅炉

自然循环锅炉 (natural circulation boiler)

依靠炉外下降管和炉内上升管间工质密度差而推动水循环的锅筒锅炉。循环回路由锅筒、下降管、联箱、上升管、汽水引入管等部件组成(见锅炉中插图3a)。锅水由炉外下降管下行进入水冷壁下联箱,然后经炉膛水冷壁(即上升管)被加热成汽水混合物(含汽率为5%~25%),再通过汽水引入管进入锅筒进行汽水分离,饱和蒸汽被送往过热器,锅水仍返回下降管继续循环。

自然循环锅炉的主要特点为:①限于在亚临界以下的压力下工作。蒸汽参数为16.6~18.2 MPa、锅筒工作压力达18.6~20.6 MPa的自然循环锅炉应用甚广,表明在亚临界压力下,采用自然循环仍具有足够的水循环推动力,以实现安全可靠的运行。②具有固定的蒸发段终点。锅筒将蒸发、过热两段截然分开,且作为锅炉的蓄热器与蓄水器。③在设计正确、能维持适当的循环水流量或循环倍率(指进入上升管的循环水量与其产汽量之比)的正常运行条件下,具有良好的自补偿能力,即当回路的吸热量增大时循环水流量亦自动随之增加。④亚临界压力下水冷壁常采用内螺纹管,以保证足够的防止管内工质偏离核态沸腾(DNB)的能力(见膜态沸腾)。⑤可通过锅筒内的连续排污保持锅水含盐浓度和蒸汽品质,对给水品质要求可低于直流锅炉,可降低化学水处理部分的费用。⑥汽水系统阻力小,给水压力不高,可降低给水泵电耗。⑦锅筒为厚壁件,造价高,且存在上下及内外壁温差问题,延长了起、停时间。

从自然循环的基本原理得知,由汽、水密度差所产生的循环推动力完全用于克服循环回路中工质流动的各项阻力损失。因此,为了维持良好的水循环,要求选择适当的回路高度(通常不小于12 m)、上升与下降管直径及截面比,采用较大的锅筒内径($\phi 1600 \sim 1800$)和低阻、高效的汽水分离装置,并简化循环回路,使下降管不带汽,维持适当的循环倍率或循环水流量使上升管内有较高的含汽率。为防止热偏差还应注意使炉膛热流分布均匀和水冷壁管内的流量分配均匀。

自然循环是超高压及亚临界压力锅炉的主要循环方式。但锅炉容量的发展受到炉膛尺寸和锅筒制造、运输条件的限制。目前使用中的最大容量自然循环锅炉为配885 MW火电机组的锅炉。

自然循环锅炉启动

自然循环锅炉启动 (natural circulation boiler start-up)

自然循环锅炉从点火到带额定负

荷(单元制机组)或并入母管(母管制机组)的全过程。启动是发电设备运行的重要操作,要在保证设备安全的前提下尽量缩短启动过程延续的时间。自然循环锅炉的锅筒是蒸发受热面与过热受热面之间的固定分界点,锅筒金属壁较厚,筒内蓄水、蓄热能力大,内、外和上、下壁的温度差是制约其启动速度的主要因素。为保证锅炉各部件逐渐和均匀地得到加热,不致产生过大的热应力,一般从冷状态启动约需6~8 h才能完成。设有高、低压旁路的机组,启动时间可缩短,同时也可使启动中的工质损失和热量损失减少。

启动方式 按启动前锅炉的冷热状态分,有冷态启动和热态启动两种;按汽轮机冲转时的蒸汽参数状态分,有额定参数启动和滑参数启动两种。

冷态启动和热态启动 前者是指锅炉经过检修或较长时间备用后,在没有压力而其温度与环境温度接近情况下的启动;后者则是指锅炉经较短时间的停用,还保持有一定压力和温度情况下的启动。

额定参数启动 锅炉首先启动,蒸汽参数升至额定值,然后再冲动汽轮机,汽轮机从冲转至带额定负荷,电动主阀门前的蒸汽参数始终保持为额定值的启动方式。这种启动方式存在诸多缺点,仅在母管制的小型机组上使用,单元制大型机组已不再采用这种方式。

滑参数启动 在锅炉点火,蒸汽升压、升温的过程中,利用低温、低压蒸汽来进行暖管,当达到一定参数后汽轮机进行冲转及并网,并随着汽温、汽压的升高逐步提高汽轮机的负荷。在整个启动过程中,电动主阀门前的蒸汽参数随机组负荷的升高而升高。

滑参数启动有以下优点:①启动时蒸汽管道的暖管和汽轮机的启动过程与锅炉的升压过程同时进行,从而使整个机组的启动时间缩短,增加了运行调度的灵活性。②整个机组的加热过程是从较低参数开始的,各部件的受热膨胀比较均匀。对锅炉而言,可使水循环工况改善,过热器的冷却得到保证;对汽轮机而言,由于开始进入汽轮机的是低压、低温蒸汽,蒸汽的容积流量较大,容易充满汽轮机,而且流速也可增大,使汽轮机各部分得到均匀而迅速的升温,热应力不致过大。③启动过程经济性提高,特别是带有旁路的机组,启动过程中可回收工质及利用工质热量,工质损失和燃料消耗可减少。

单元制机组滑参数启动又可分为真空法和压力法两种。前者是锅炉点火前从锅炉锅筒到汽轮机喷嘴前包括调节汽门等所有阀门全部开启,汽轮机盘车抽真空一直抽到锅炉锅筒。后者是启动前汽轮机主汽门和调节汽门处于关闭状态,只对汽轮机抽真空,锅炉蒸汽有一定的压力和过热温度后,才冲转汽轮机。目前大容量机组几乎都采用压力法滑参数启动。



起动过程 包括起动前准备、锅炉上水、点火、升温升压等步骤。

起动前的检查和准备 应按现场运行规程的规定对以下各项进行检查,并使之符合起动前的要求状态:①炉内检查,包括燃烧室及尾部烟道内的受热面、燃烧器、炉墙、风烟挡板、冷灰斗、渣池等;②炉外检查,包括燃烧系统的送风机、引风机出口挡板、一、二次风挡板、二次风总风门,其他各处挡板及传动装置、开度指示、炉膛、烟道各孔门等;③汽、水系统检查,包括主蒸汽及给水管道的汽、水阀门、空气门、排污门、事故放水门、再循环门,锅筒联箱的膨胀指示器、锅筒水位计、汽水系统中的远方控制机构等;④各种电气设备的检查和电动阀门的遥控试验;⑤热工仪表、信号装置、指示灯、操作开关、自动调节设备、各种连锁及保护装置;⑥各转动机械的检查与试转;⑦经大、小修或受热面泄漏检修后,应按规定进行水压试验;⑧燃料储存量应充分,制粉系统应处于准备起动状态等等。

锅炉上水 向锅炉上水应是除过氧的质量合格的给水。冷态起动时,上水的温度应不大于 90°C ,热态起动的上水温度与锅筒金属温度的差值,应不大于 35°C 。上水应至锅筒水位计的最低可见水位。上水持续时间,冬季不少于 4h,夏季应不少于 2h。上水的方法视设备的具体情况确定,可从水冷壁下联箱、省煤器放水门等上水,也可用给水泵上水。上水结束后如水位有上升或下降的现象,则应检查给水阀、排放阀等的开关状态及锅炉各处的严密性,不正常的情况应及时处理。

点火 锅炉点火前,应起动回转式空气预热器,投入暖风器、燃油系统油温要加热到规定温度、投入除尘器的灰斗加热器及振打装置等,并开启引、送风机。在通风容积流量大于额定值的 30% 情况下,对炉膛和一次风管吹扫 5~10 min。对油枪也应利用雾化介质予以吹扫。投入点火油枪,着火正常后,视炉膛各部位温度和燃烧情况以及汽轮机的要求,按运行规程规定顺序,投入煤粉燃烧器,如燃烧器或炉膛熄火,应立即停止供油或送粉,进行通风吹扫后,再点火。

升温升压 由于水和蒸汽在饱和状态下温度和压力存在一定的对应关系,所以锅筒和水冷壁的升压过程就是升温过程,通常以控制升压速度来控制升温速度。对高压以上锅炉,冷态起动时,升压过程中锅筒平均温升速度不大于 $1\sim 1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$,过热蒸汽、再热蒸汽平均温升速度不大于 $1.5\sim 2.0^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

在升压过程中,运行人员应注意检查并进行以下有关操作:①当水冷壁中工质因受热膨胀,使锅筒内水位超过正常水位时,可进行下部放水,并促进尽早建立正常的水循环。②当锅筒内压力达到 $0.1\sim 0.2\text{ MPa}$

时,应冲洗一次水位计,冲洗后应仔细校对水位,以保证指示正确,同时,应关闭所有的空气门。③当锅筒压力升至 $0.3\sim 0.4\text{ MPa}$ 时,应逐个对水冷壁下联箱进行放水使其沉淀物排出,放水时应密切注意锅筒中水位的变化,维持正常水位。检查各联箱的膨胀情况,对膨胀量小的联箱,应加强放水。④当压力至 $0.4\sim 0.5\text{ MPa}$ 时,应稳定一段时间,以便热紧各受压部件螺栓。同时,可开启主汽门旁路门进行主蒸汽管的暖管工作,暖管前应打开主蒸汽管疏水门进行疏水,温升速度一般不得超过 $3\sim 5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。⑤当汽压升至接近额定压力之前(约 80%~90% 额定压力),应再次冲洗水位计并校对二次水位计是否正确可靠。⑥对检修过的安全阀在达到额定压力后应进行校验工作。

起动中注意问题 主要是锅筒热状态监视、燃烧控制以及过热器、再热器和省煤器保护等几个问题。

锅筒热状态监视 在升压过程中,除检查各联箱的热膨胀情况外,必须特别注意监视锅筒的膨胀情况及其上、下壁温差。在起动过程中,锅筒金属从工质吸收热量、温度逐渐升高,但内、外壁会有温差,使内面承受压应力,外面承受拉应力。同时锅筒下部是水,下部金属温度升高慢,上部与饱和蒸汽接触,金属温度升高快,这种上、下壁温差将使锅筒趋向于拱背状变形,迫使锅筒上部受到轴向压应力,下部受到轴向拉应力,上下壁温差愈大则热应力愈大。为保证锅筒的安全,应通过放水,增加锅筒内水的流动和控制升温速度,使锅筒上下壁金属的温度差不超过 50°C ,锅筒内工质的平均温升速度不超过 $1\sim 1.5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

燃烧控制 冷态起动时,炉内温度低,易引起熄火,或大量未燃的燃料积存于后部的受热面上。为此,起动初期,必须用起动点火器(油、气枪)并保证着火正常,待炉内温度达到一定水平时,再按规定对称地投煤粉燃烧器,并注意燃烧工况的检查与调整工作。

在起动初期,锅炉尚未起压,没有蒸汽流经过热器。为保护过热器,应限制锅炉投入的燃料量。当汽轮机尚未冲转,且又未投运低压旁路,则没有蒸汽流过再热器,为保护再热器,应控制炉膛出口烟温不超过 540°C 。

点火初期,锅筒不需要上水,为保护省煤器,一般在锅筒与省煤器下联箱之间设计有省煤器再循环管,此时打开再循环管上的截止阀,可利用锅筒与省煤器之间的自然循环来保护省煤器,但锅筒上水前需将此截止阀关严。也有少数锅炉不设省煤器再循环管,点火初期采用小流量连续上水方式保护省煤器。

Zouxian Fudanchang

邹县发电厂 (Zouxian Power Plant) 位



厂山东省济宁地区邹县城市区西南约10 km处。装机容量为2400 MW,分三期建成。一、二期各2×300 MW,三期为2×600 MW,是山东电力系统中最大的火力发电厂。电厂外观参见彩图插页第2页第4图。

厂址条件 电厂厂址地势开阔、平坦,不占良田,基本无拆迁,区域地质稳定,出线便捷,交通方便,还具有再扩建的可能。

电厂处于兖、济煤田附近,距兖州煤田的生产矿井约10 km左右,距济宁煤田约40 km。两矿生产能力能满足电厂2400 MW容量的用煤需要,并可利用矿区专用铁路运输,一、二期和三期工程都采用底开车进厂区卸入卸煤沟。

一、二、三期水源统一调度,采用半年用地表水,半年用地下水(优先用地表水)的供水方式。并辅以引黄济湖措施,以提高电厂供水的可靠性。地表水取自南四湖的独山湖,地下水取自附近水源地的深井泵房;在水源与厂区之间设一座净化站,对地表水进行处理。

一、二期和三期各设一个山谷灰场,分别距电厂10 km和13 km。在条件合适时还可利用煤矿塌陷区储渣。

一、二期工程 主辅设备基本相同,都由国内供应。锅炉是由国内首次生产的1000 t/h自然循环锅筒式锅炉,由东方锅炉厂制造;汽轮机由上海汽轮机厂生产的改进型、亚临界一次中间再热、四缸四排汽冲动式凝汽机组,主汽门前蒸汽参数为16.18 MPa/550℃;发电机是上海电机厂生产的双水内冷透平发电机。

制粉系统采用钢球磨煤机、中间储仓式系统,每台锅炉配四台磨煤机。四台锅炉合用一座高240 m、出口内径10 m的钢筋混凝土烟囱。

除灰系统采用灰渣混除水力除灰方式。渣经磨渣机研磨和细灰混合后送至浓缩池,然后用油隔离泵以高浓度送至灰场。

每台机组配置一座冷却面积为6500 m²的双曲线自然通风冷却塔。

发电机和主变压器单元连接,电厂出线分220 kV和500 kV两级。

一期原采用MZ-III型组装仪表,因其可靠性及平均年故障率不能满足要求,二期工程改用计算机监控系统,并已对一期工程做了相应的改进。

主厂房布置是国内在300 MW机组工程上首次采用具有内煤仓间和除氧间的双框架格局以及汽机房和锅炉房大平台布置方式。

四台机组分别于1985年12月、1986年11月、1988年12月和1989年12月投产。

三期工程 利用世界银行贷款项目。主辅设备主要采用分岛国际竞争招标采购。汽轮机及透平发电机

组本体经世行同意,采用由中国东方电气集团公司和日本日立公司合作设计、制造的亚临界、三缸四排汽、冲动式凝汽机组,不再进行汽机岛的招标。汽轮机部分的一些辅助设备由于中国已能生产,且已有较好的运行业绩,在中国采购。其余设备分成锅炉岛(不含电气除尘器)、汽机辅机岛(泵包和阀门一、二包)、仪表和控制岛、电气设备岛(发电设备包、厂用电设备包、送变电设备包)、凝结水精处理岛、消防岛以及材料岛进行国际采购。这些岛和包中的土建结构均由中国业主设计院——西北电力设计院承担设计,并由该院负责设备规范书的编制、各岛和包之间以及岛包与国内部分之间的协调,这在国内尚属首次。

锅炉岛由美国福斯特·惠勒(FOSTER WHEELER)公司供应2020 t/h蒸发量的前后端对冲燃烧、自然循环锅筒炉,相应配套双进双出钢球磨煤机的正压冷一次风直吹系统,每台锅炉设置六台磨煤机。

每台机组设两台50%容量的汽动给水泵和一台30%容量的定速电动给水泵,给水泵组由英国威尔(WEIR)公司供应。

机组主控系统采用美国西屋(Westinghouse)公司的WDPF II型分散控制系统,辅以锅炉岛成套供应的燃烧器管理及炉膛安全系统、汽轮机旁路控制系统以及汽轮机制造厂供应的透平自动和电液控制系统和给水泵汽轮机调速系统、汽轮机监视仪表及机组保护连锁系统、闪光报警系统等构成完整的仪表和控制系统。

两台机组各经一组3×250 MV·A主变压器接入500 kV系统,主变压器由法国JST公司供应,每台机组各设置两台同容量的10/20 20 MV·A厂用工作变压器和两台同容量的带负荷调压的分裂绕组启动/备用变压器,这些变压器由意大利NMG公司制造。

凝结水精处理系统为低压系统,由意大利TRK公司设计供货。

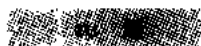
除灰系统采用灰、渣分除方式,渣经脱水仓脱水后用车运至灰场,灰则由灰浆泵送到浓缩机,然后用柱塞泵输送至灰场。

每台机组配置一座冷却面积为9246 m²的双曲线自然通风冷却塔和三台循环水泵。

三期主厂房格局与一、二期相同,两者相距52.5 m,A排柱纵向中心与老厂A列柱中心对齐,为装配式钢筋混凝土结构。

两台机组分别于1997年1月和1997年11月投产。

运行实绩 1998年邹县发电厂各台机组的运行实绩如表所列。



1998年邹县发电厂机组运行实绩

指 标	1号机组	2号机组	3号机组	4号机组	5号机组	6号机组
年发电量 (MW·h)	1445040	1660410	1617320	1583810	2288360	3505550
发电煤耗率 [g/(kW·h)]	339	340	338	340	317	314
供电煤耗率 [g/(kW·h)]	360	359	359	359	337	337

组合电器

组合电器 (composite apparatus) 将两种或两种以上的高压电器按电力系统主接线要求组成一个有机的整体而各电器仍保持原规定功能的装置。各种电器设备可以按照不同的技术要求来拼接,能够方便地拆卸、延伸和扩大。

组合电器按照型式不同可分为敞开式组合电器和气体绝缘金属封闭开关装置 (GIS)。它们可放置在户内,也可放置在户外。

敞开式组合电器以隔离开关 (G) 为主体,将电流互感器 (L)、电压互感器 (J) 和电缆头 (D) 等元件组合在一起构成。已定型的产品主要为 110kV 及以上电压的高压电器,常用的组合为: G-L、G-D、G-J、G-G、D-G-J、D-G-L、G-D-G-L、L-G-D-G-L、G-G-L、G-D-G 等,组合后的各电器仍保持原有的技术性能和结构特点。与常规电器相比,组合电器简化了配电装置的布置,可以减少占地面积和空间尺寸,投资可减少,但检修稍有不便,多用于地方狭窄的地区。

敞开式组合电器中各组合元件的技术、环境选择条件,可按各自规定的参数进行选择和校验。

近年来,为缩小开关柜的体积,有的将 6~35kV 的若干电器组合后,用树脂浇铸成整体,形成系列产品。

气体绝缘金属封闭组合电器 见气体绝缘金属封闭开关装置。

最低励磁限制器

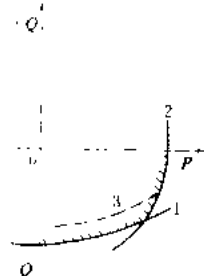
最低励磁限制器 (minimum excitation limiter) 自动电压调节器中限制最低励磁电流,防

止同步发电机因励磁过低而失去稳定或端部过热的附加装置,也称欠励限制器。

当同步发电机的励磁不足时,它将从系统吸收感性无功功率而进入进相运行。在发电机输出一定有功功率时,随着励磁电流的减小,发电机的感应电动势将下降,此时发电机的感应电动势与系统等值电动势之间的功率角 δ 将增大,当 δ 大于 90° 时,则发电机将不能保持静态稳定运行;另一方面,发电机端部漏磁通也将随着励磁电流的减小而增加,引起定子端部元件的涡流损耗,发热严重;因此进相运行时发电机出力也要受到定子端部发热的限制 (见透平发电机出力图)。

最低励磁电流的限制值不是个定数,而是随着所带功率的多少而变化。有功功率 P 较小时,容许进相的无功功率 Q 较大,也就是容许最小励磁电流的限制值可以取小些。图中所示曲线 2 代表发电机温升受定子电流的限制,曲线 1 表示定子端部温升限额曲线还受到静态稳定极限的限制。最低励磁限制器应使发电机运行在两限额曲线之内,并有一定的裕度,即在曲线 3 之内。曲线 3 也称最低励磁限制功率图。最低励磁限制器按曲线 3 整定。

最低励磁限制器动作后,将信号送到综合放大器,使励磁电流维持在限额曲线上,直至发电机运行点回到限额曲线之内,自动电压调节器恢复正常非限制状态。



条目汉字笔画索引

说 明

- 一、本索引供读者按条目标题的汉字笔画查检条目。
- 二、条目标题按第一字的笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一(横)、丨(竖)、丿(撇)、丶(点)、㇀(折，包括了乚、く等)的顺序排列。第一字相同的，依次按后面各字的笔画数和起笔笔形顺序排列。
- 三、用罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的条目标题依次排在汉字开头的条目标题的后面。
- 四、参见条(虚条)的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

一画

[一]

一次风机 835

二画

[一]

二次线施工 130

二次燃料再燃烧 130

厂区分布 32

厂内照明 32

厂内通信系统 31

厂内储煤设施 29

厂内输煤设施 30

厂用工作变压器 44

厂用中压开关柜 45

厂用电动机 36

厂用电动机的运行 37

厂用设备布置 40

厂用设备选择 40

厂用电系统 42

厂用电系统设备的运

行 43

厂用电系统保护 42

厂用电受电 41

厂用电接线 39

厂用低压开关柜 36

厂用配电装置安装 44

厂外输灰系统 35

厂级自动化系统 29

厂房照明 28

[丿]

人机接口站 637

三画

[一]

三次谐波励磁 641

干式冷却系统 165

干式冷却系统的防腐 166

干式冷却凝汽装置 163

干湿式联合冷却系统 162

土石方施工 748

工业电视 179

《工业企业设计卫生标准》 179

工质热力学性质 179

工程财务评价 178

工程国民经济评价 178

大气边界层 78(764)

大气扩散模式 78

大气污染监测 80

大气稳定度 79

[丨]

小电流接地系统接地信

号装置 775

山谷风 641

[丿]

川越火力发电厂 66

[㇀]

正燃带 760

马丁巴发电厂 420

马氏体耐热钢 421

四画

[一]

丰镇发电厂 147

开关柜 368

天然水 70

元宝山发电厂 845

无损探伤 770

无损检测 770

韦尔坦电厂 PFBC 联合循

环机组 758

支承方式与滑销系统 878

支持轴承 880

比热容 15

比赫纳姆 IGCC 示范电厂 11

[丨]

中子衍射 902

中压缸启动 902(313)

中压联合汽门 902(932)

中间再热汽轮机 899

中国火力发电 893

中国第一座发电厂 893

中性水处理 902(337)

中速磨煤机 899

内江高坝发电厂 100MW

循环流化床锅炉 458

内燃机发电厂 459

水力除灰系统 674

水力排渣装置	675
火力发电机的冷却水系统	677
火力发电机的运行	676
水文地质	684
水处理系统顺序控制	671
水中盐	671
水体热污染防治	683
水位表	684
水冷壁	673
水汽质量标准	679
水汽质量监测仪表	680
水汽质量监督	682
水汽试验方法	678
水汽污染监测	688
水质指标	689
水质模型	687
水站	672
水垢试验方法	673
水泵房控制	670
水氢氢冷发电机的运行	682
水循环	685
水蒸气	686
水路输煤	676

[J]

电力除尘系统	487
气体绝缘金属封闭开关设备施工	489
气体绝缘金属封闭开关装置	489
气体辐射	489
气体燃料	490
气体燃料分析	491
气体燃料储运系统	490
气固两相流化床工艺	486
升压变压器	647
化学水处理调试	251
化学药剂灭火系统	252
化学热力学	251
化学监督	249
化学清洗废液处理	240
反印度	139
反渗透	138
分散控制系统	112
风机	148
风机安装	149
风机选择	150
风磨磨煤机	151

• 940 •

[、]

六氟化硫	407
火力发电	283
火力发电厂	289
火力发电厂水处理	301
火力发电厂可靠性管理	294
火力发电厂自动化	304
火力发电厂自动化设计	306
火力发电厂设计	297
火力发电厂运行	303
火力发电厂环境监测	291
火力发电厂环境影响	292
火力发电厂经济性	293
火力发电厂施工	298
火力发电厂排放的污染物	296
火力发电机组动态特性	308
火力发电燃料构成	309
火电厂大气污染物排放标准	280
火电厂培训仿真机	282
火焰辐射	310
计算机系统调整试验	334
计算机监视系统	331
计算机控制系统的抗干扰	333
计算机辅助设计	329

[→]

引风机	836
以煤的气化为基础的多联产技术	835
双工质循环	670

五画

[一]

多级叶片强度振动	454
正火	877
节流调节	342(360)
可编程逻辑控制器	370
石灰石制备系统	657
石灰石洗涤法烟气脱硫	656
石横发电厂	655
石墨化	658
布风装置	23
布雷顿循环	23
龙鼓滩发电厂	107
平圩发电厂	180
平衡常数	180
平衡盘	480

灭磁	447
----------	-----

[I]

卡林那循环	366
卡诺循环	367
北仑发电厂	9
叶片	321
叶片拆装	322
叶片振动	327
叶片损坏及处理	326
叶片疲劳	323
叶片强度	324
叶轮	318
叶轮振动	320
叶轮裂飞	318
叶轮强度	319
电厂化学	97
电厂延寿	98
电力电缆	104
电力用油	105
电力系统稳定器	105
电子束制气脱硫	118
电气二次回路	107
电气主设备布置	115
电气主接线	112
电气设施建筑抗震	109
电气运行技术	109
电气系统	109
电气量检测	108
电气整套启动试验	111
电动阀	101
电压互感器	117
电枢反应	116
电除盐	99
电流互感器	106
电渗析	116
电缆布置	102
电缆防火	102
电缆选择	104
电缆施工	103
电磁功率	100
电磁负荷	100
电磁制动转矩	101
电磁屏蔽	100
电腐蚀	101

[J]

生活水系统	647
生活污水处理	648

《生活饮用水卫生标准》	649
失效分析	650
三气荷试验	669
外高桥发电厂	752
外置流化床换热器	755
外燃式燃煤联合循环	751

[、]

主厂房布置	911
主厂房抗震	918
主厂房建筑	916
主厂房结构	916
主厂房结构施工	917
主厂房基础	915
主设备选择	919
主变压器区布置	911
主变压器安装	908
主变压器的运行	908
主轴承弯曲	921
主蒸汽系统	920
主凝结水系统	919
主金循环	380

[→]

早德奥森发电厂	460
加尔达纳电厂 250MW	
循环流化床锅炉	336
加热器保护系统	337
加速器探伤	337(644)
加氢处理	337
边界层理论	18
发电厂电气系统的运行	132
发电工程造价	133
发电机引出线及设备	136
发电机引出线布置	136
发电机电压配电装置	133
发电机护环用钢	135
发电机转子用钢	137
发电机保护	133(732)
发电机铁芯用钢	135
发电机效率	135
发电机断路器	134
对流受热面换热	127
灯流换热	126
炉中火力发电厂	700
炉内安装	455

六画

[一]

动静部分碰磨	120
--------	-----

执行机构	881
地下水质量标准	95
地面水质量标准	95
地基处理	94
机组运行方式	316
机组连锁保护试验	312
机组性能试验	315
机组振动	317
机组起动	313
机座隔振	318
机械除灰系统	311
机械量检测	311
过励磁限制器	234
过冷奥氏体转变点	233
过热器	236
过程控制采集站	231
过程输入输出通道	232
过滤器(池)	235
再热循环	848
再热蒸汽系统	848
再热器	848
压力检测	797
压气机	798
压气机叶片材料	802
压气机转子材料	802
压气机喘振	801
压缩空气系统	802
灰水处理	265
灰水再循环系统	265
灰坝施工	263
灰渣处理	267
灰渣场	266
灰渣利用	267
灰渣特性	269
灰管防垢	264

[1]

光学金相显微分析	188
同步发电机	711
同步回路	712
同步器	713
回火	271
回转式空气预热器	273
回转式空气预热器检修	275
回热加热器运行	272
回热循环	272
回料阀	271
刚性梁	167
网络控制室	756
网络微机监控系统	757

[J]

传动放大机构	64
传热学	74
伏/赫保护	151
华能上海石洞口第二电	
厂	218
华能塔璜电厂	218
自动化系统气源	924
自动化系统电源	928
自动化系统的管路和电	
缆	928
自动电压调整	926
自动主汽门	932
自动同步离合器	931
自动励磁调节装置试验	934
自动调节装置	936
自并励整流励磁	925
自复励整流励磁	933
自然对流换热	935
自然循环锅炉	935
自然循环锅炉起动	937
全厂总体规划	352
全挥发性处理	352
合金元素迁移	241
合金相分析	244
合金钢	213
砌的导热	381
危急保安器	757
负序电流承载能力	160
多压式凝汽器	128
多种燃料燃烧器	128

[、]

冲击韧性	56(356)
交流不停电电源	339
交流励磁机励磁	340
交流励磁机旋转整流器	
励磁	341
交流励磁机静止整流器	
励磁	340
次同步谐振	74
充电装置	56
闭式循环工业冷却水处理	13
污水综合排放标准	767
污染气象学	764
污染物的迁移转化	766
池内沸腾换热	54
安全阀	

安全阀校验	1
农业用水水质标准	469
农田粉煤灰中污染物控制 标准	470
设计原始资料	613
设计容量	643
设备运行状态	642

[7]

热效率	87
机械响应	341
耐腐蚀保护施工	836
可火检测	140
可爆设施	140
红外线检测	247

七画

[一]

寿命在线监测	661
寿命诊断技术	662
寿命预测	660
寿命管理	659
形变热处理	777
进气调节方式	360
运行技术经济指标	847
运输车辆	846
技术经济指标	335
粘燃油	368
叶片中级气动热力设计	468
可发射	649
报警系统	8
土峰发电厂	240
劳动安全与工业卫生	380
回气循环	400
励磁系统电压响应比	395
励磁系统顶值电压倍数	395
励磁系统保护	394

[丨]

时放	658
吹灰装置	71

[丿]

体外再生系统	704
低压厂用变压器	93
低油压保护	93
低真空保护	93
低温烟气腐蚀	92
低幅谐振	92

低 NO _x 煤粉燃烧器	88
低 NO _x 燃烧技术	89
余热锅炉	844
狄塞尔循环	94
邹县发电厂	936

[丶]

状态检修	924
应力松弛	837
冷却水处理	382
冷却水防生物污染	384
冷却水防垢处理	383
冷却水系统	381
冷却塔	382
冷却塔	386
冷却塔施工	387
冷渣器	388
汽门快控技术	510
汽水管道	541
汽水管道附件	541
汽-汽热交换器	540
汽轮发电机组轴系	495
汽轮发电机组基座	495
汽轮发电机基座施工	494
汽轮机	495
汽轮机本体	503
汽轮机本体疏水系统	504
汽轮机叶片用钢	535
汽轮机甩负荷试验	523
汽轮机自起停控制	539
汽轮机安装	500
汽轮机异常工况运行	535
汽轮机级	505
汽轮机级内损失	506
汽轮机进汽部分	509
汽轮机汽缸	517
汽轮机汽缸铸件	520
汽轮机转子	537
汽轮机转子用钢	539
汽轮机油	536
汽轮机油系统	536
汽轮机性能试验	534
汽轮机定期运行试验	505
汽轮机经济运行	512
汽轮机保安系统	503
汽轮机保护	503(503)
汽轮机首次通汽起炉	522
汽轮机起炉	516
汽轮机热力系统	521
汽轮机热力特性	520

汽轮机监视仪表	507
汽轮机旁路系统	515
汽轮机调节系统	524
汽轮机调节系统静态特 性试验	527
汽轮机调速器	527
汽轮机通流部分	530
汽轮机通流部分热力计 算	532
汽轮机控制系统	513
汽轮机检修	508
汽轮机停运	529
汽轮机超速试验	501
汽封	491
汽缸法兰结合面变形处 理	493
汽缸裂纹处理	493
汽温汽压骤降	513
汽温控制系统	512
沃巴什 IGCC 示范电 厂	763
沉积物	51
沉淀池	51

[ㄣ]

层式燃烧	37
尾部烟道再燃烧	759
张家口发电厂	856
陆路输煤	118

八画

[一]

环境风压实验	255
环境质量标准	260
环境空气质量标准	256
环境保护法规	253
环境影响评价	257
环境噪声标准	259
青山发电厂	515
表面处理	21
表面式加热器	22
规划容量	184
坦哈 IGCC 示范电厂	701
抬汽设备	37
抽汽系统	60
抽汽调节	58
抽空气系统	57
垃圾锅炉	379
取水设施	551

取水构筑物施工	550
取地下水设施	549
取地表水设施	548
直轴	891
直流式煤粉燃烧器	890
直流励磁机励磁	890
直流冷却水系统	889
直流锅炉	883
直流锅炉水动力特性	887
直流锅炉水冷壁管屏	888
直流锅炉运行调整	889
直流锅炉启动	885
直流锅炉启动系统	887
直流锅炉模拟量控制系 统	883
直接燃煤燃气轮机	882
火湾火力发电厂	694
转子动平衡	922
转子临界转速	923
转子偏心度监视器	923
转子裂纹处理	922
转动惯量	921

[1]

岸边泵房施工	3
安装工程	817

[J]

钢板捞渣机	183
供热系统	181
供热汽轮机运行	180
热量传递	892
金属内耗	354
金属化学成分分析	349
金属化学热处理	350
金属电子显微技术	347
金属韧性	356
金属声学性能	356
金属材料	346
金属宏观检验	349
金属性能	357
金属组织性能变化	359
金属持久强度	347(639)
金属持久塑性	347(639)
金属热处理	355
金属监督	351
金属脆性	347
金属硬度	358
金属晶体结构	353

金属短时高温强度	348
金属强化	354
金属塑性	356(353)
金属静力强度	353
金属碳化物分析	356
金属磨损	354
采暖通风和空气调节	25
受迫运动换热	663
受热面沾污	664
胀差监视器	856
备用电源自动切换装置	10

[、]

变压运行	20
变送器	19
废水处理	141
单元式化学加药系统	87
单元机组协调控制系统	83
单元机组自起停控制	86
单元机组保护	82
单元控制室	86
炉内喷钙增湿活化脱硫 系统	408

炉墙材料	409
炉墙保温计算	409
炉膛火焰检测	415
炉膛灭火	416
炉膛出口烟气能量偏差	411
炉膛安全监控系统	411
炉膛选型	417
炉膛换热	414
炉膛热力学特性	416
炉膛爆炸	413
油、气燃烧器	839
油老化	838
油再生	842
油污水处理	811
油系统着火	842
油系统清洗	842
油质标准	843
油质监督	843
油试验方法	841
油膜振荡	839
定压运行	120
定量金相技术	119
空气分级	371
空气预热器	372
空气预热器振动	373
空冷发电机的运行	371
空冷发电机空气系统	371

[→]

建厂条件	358
承压件裂纹处理	51
组合电器	938
细粉分离器	771

九画

[一]

相似原理	772
树脂粉覆盖过滤器	666
耐热钢	457
轴瓦损坏	905
轴电流	901
轴向位移监视器	906
轴系扭振	905
轴系稳定性	906
轴承合金	903
轴(承)振动监视器	903

[1]

点火装置	96
临界态换热	401
省煤器	650
显示及记录仪表	771

[J]

钢中气体	170
钢中非金属夹杂物	170
钢铁基本组织	168
钢筋钢	168
钢筋混凝土循环水管施 工	168
氢气系统	547
氢气站	548
氢冷发电机的运行	546
科斯特罗姆发电厂	369
顺序控制	691
保安电源	6
保安电源接线	6
保温和防冻	7
保温施工	8
信号回路	776

[、]

施瓦茨堡发电厂	651
阀门检修	138
送风机	695
前置过滤器	544

前置预热器	545
汽	837
洁净发电技术	342
洁净技术	344
流量仪	26
测量回路	27
活性烟气脱硫	279

[→]

点火	750
屋内型配电装置	768
屋外型配电装置	768
除尘系统	63
除尘器安装	62
除尘器性能试验	62
除氧器	64
除氧器运行	65
结构和建筑	345
给水处理	327
给水系统	329
给水泵	323
给水泵安装	324
给水泵汽轮机	325
给水泵汽轮机控制系统	326
给水泵起停控制	325
给水除氧	327
分水调节阀	329(707)
给水控制系统	327
给料机	321
给料装置	322
给煤机	323
联合清洗	419(208)
绝热节流	364
绝缘油	365

十画

[一]

珠光体耐热钢	906
珠光体球化	907
启动气源	484(158)
启动/备用变压器	184
启动调整试验	484
起重机械	185
换热系数	263
换热器	260
换热器热力计算	262
热力学过程	623
热力学负荷	622
热力设备运行中腐蚀防护	626

热力设备金属腐蚀防护	624
热力设备停用保护	625
热力系统	626
热力学状态参数	633
热力学	628
热力学系统	632
热力学第一定律	631
热力学第二定律	629
热力学第三定律	630
热力学第零定律	630
热力循环	633
热工仪表控制系统安装	619
热工量检测	618
热化学试验	621
热电联产工程经济性	616
热电联产电厂	615
热电联产汽轮机	616
热电联产循环	617
热网	635
热网加热器	636
热传导	614
热阻	636
热泵	613
热绝缘	621
热偏差	635
热模拟	634
热管	619
热管空气预热器	620
莫斯科第26热电厂	455
真实气体	856
桩基施工	923
配汽机构	175
套装叶轮拆装	703

[1]

柴油发电站	28
紧固件用钢及合金	359
圆盘出渣机	846

[J]

铁素体耐热钢	710
铁碳平衡图	710
氨处理	2
氨洗涤法烟气脱硫	2
积盐	318
透平发电机	714
透平发电机电抗	725
透平发电机出力图	720
透平发电机安装	719

透平发电机异常运行	744
透平发电机励磁系统	740
透平发电机时间常数	711
透平发电机冷却方式	738
透平发电机转子	716
透平发电机的正常运行	724
透平发电机的运行监测 和诊断	722
透平发电机的起动、并 网与停机	720
透平发电机性能试验	713
透平发电机定子	726
透平发电机故障	728
透平发电机特性曲线	742
透平发电机继电保护	732
透平发电机检修	736
透平发电机最大容量或 输出功率	748
透平发电机额定功率	728
臭氧层破坏	60
射线探伤	614
脆性转变温度	76

[、]

高压油顶轴装置	174
高起始响应	171
高速气流换热	171
高效叶型及叶栅	173
高温烟气腐蚀	171
高温蒸汽管道寿命	172
疲劳	178
疲劳腐蚀交互作用	179
离子交换软化除盐	391
离子交换树脂	391
离子交换树脂的污染	393
离子交换器	389
粉煤灰用于水泥生产	116
粉煤灰用于筑路	116
粉煤灰改良土壤	144
粉煤灰选铁	115
粉煤灰微珠	144
料位检测	100
烟气再循环调温	815
烟气成分检测	806
烟气净化装置	807
烟气排放控制	808
烟气脱硫	811
烟气脱硫装置安装	812
烟气脱NO _x 技术	813
烟气SO ₂ /NO _x 联合脱除	

技术	809
烟气系统	806
烟、风、煤粉管道设计	805
烟羽	815
烟羽抬升	816
烟囱	803
烟囱有效高度	804(816)
烟囱施工	803
烟道挡板调温	804
消防水系统	774
消防设计	774
消声器	775
涡流探伤	762
海水水质标准	239
海水洗涤法烟气脱硫	240
冷陆风	239
流化床锅炉点火装置	403
流化床锅炉调试	404
流化床锅炉煤的制备系 统	403
流化床燃烧	405(405)
流化床燃烧技术	405
流量检测	406
调节级的热力计算	708
调节阀	707
调节特性	709
调质	710
调峰运行	706

[一]

质处理	845
凝中发电厂	697

十一画

[一]

理论燃烧温度	394
理想气体	394
非灰渣装置	471
排污系统	471
排粉风机	471
排渣控制阀	472
推力轴承	749
接地装置施工	342
控制中心布置	377
控制电缆	373
控制回路	374
控制室照明	374
控制循环泵	375
控制循环锅炉	375

控制循环锅炉启动	376
基地式调节仪表	319
鞍夏特列原理	381
辅机转子平衡	156
辅机顺序控制	155
辅助冷却水系统	157
辅助绕组励磁	157
辅助蒸汽系统	158

[一]

悬浮燃烧	781
------------	-----

[一]

袋式除尘器	81
盘山发电厂	473
盘车装置	472

[一]

旋风除尘器	782
旋风燃烧	783
旋转磁动势	785
旋流式煤粉燃烧器	784
盖斯定律	162
粗粉分离器	74
断口分析	121
断轴	126
断裂力学	122
断裂韧性	124(122)
断路器	124
断路器安装	125
焊接	241
焰	241
混合气体	276
混合式加热器	277
混合床精处理装置	275
混油	279
混凝	277
混凝土施工	278
渔业用水水质标准	814
液力联轴器	829
液体燃料	831
液体燃料分析	834
液体燃料储运系统	834
液位检测	835
液态排渣炉运行	831
液态排渣炉析铁	830
液态排渣炉膛	830
淬火	76
渗透探伤	647

渗铝	646
密封油系统	446

[一]

弹簧钢	701
-----------	-----

十二画

[一]

超过速	40
超声波探伤	19
超临界压力机组运行	47
超临界压力汽轮机	48
超临界压力锅炉	45
超速	39
斯卡贝克发电厂	692
斯特林循环	695
联合水处理	396(337)
联合循环余热锅炉	391
联轴器	395
联络变压器	398
联络变压器保护	398
联氨处理	391
裂纹深度测量	401

[一]

最低励磁限制器	938
喷水减温器	176
喷雾干燥法烟气脱硫	477
喷嘴	177
喷嘴调节	178(360)
晶粒度	361
黑体辐射	245
黑度	245

[一]

锅内水处理	228
锅炉	190
锅炉化学清洗	208
锅炉外护板	225
锅炉对流受热面	201
锅炉安装	191
锅炉异常运行	227
锅炉系统强度	225
锅炉汽温调节	217
锅炉补给水处理	197
锅炉补给水处理系统设 计	199
锅炉附件	202
锅炉构架	203

锅炉构架计算	205	循环冷却水系统	786	辐射选择性	154
锅炉构架钢	205	循环流化床法烟气脱硫	787	辐射换热	152
锅炉非设计工况运行	201	循环流化床锅炉	788	输煤系统顺序控制	666
锅炉受压元件强度	223	循环流化床锅炉运行	789	输煤建筑物施工	665
锅炉受热面吹灰	223	循环流化床锅炉除底灰			
锅炉炉用耐热合金钢	214	系统	789	[I]	
锅炉炉墙	211	循环流化床燃烧	791	照明变压器	856
锅炉炉膛	213			[J]	
锅炉性能试验	226	[、]		锤击磨煤机	72
锅炉经济运行	211	就地控制	364		
锅炉钢	202	普埃托拉诺 IGCC 示范		[、]	
锅炉首次点火	223	电厂	481	两相形成	776
锅炉给水泵运行	209	湿式除尘器	654	数字式调节仪表	668
锅炉排烟监测	215	湿空气	652	数据服务器	667
锅炉排渣	216	湿空气透平循环	653	数据通信网络	667
锅炉检修	210	温度检测	760	煤	422
锅炉停运	224	温室效应	761	煤气化工艺	131
锅炉断水	201	窜轴保护	76	煤气净化工艺	136
锅炉密封	215			煤气燃烧器	438
锅炉最低稳燃负荷	228	[→]		煤场排水处理	425
锅炉强度	218	强行励磁	545	煤质分析	141
锅炉蒸发系统	227	疏放水系统	665	煤炭取样和计量装置	410
锅炉满水	214	隔板与隔板套	175	煤炭破碎设施	440
锅炉管子用钢	206	隔板损坏	175	煤灰储运系统	139
锅炉膨胀中心	216	隔离开关	177	煤粉分配器	425
锅炉燃料	219			煤粉制备系统	426
锅炉燃烧	220	十三画		煤粉制备系统运行	129
锅炉燃烧调整	221	[一]		煤粉制备系统顺序控制	429
锅炉爆管	197	鼓泡流化床锅炉	182	煤粉制备系统爆炸	128
锅炉	229	鼓泡流化床燃烧	183	煤量检测	430
锅炉用钢	231	摆动式燃烧器调温	5		
锅筒式锅炉模拟量控制		蓄电池	777	十四画	
系统	230	蓄电池安装	780	[一]	
短路比	121	蓄电池直流系统	780	静电除尘器	362
智能探伤仪	893	蒙垣尼亚发电厂	145	静电除尘器调整试验	364
程氏双流体循环	52	蒸汽加氧吹扫	867	静电除尘器检修	363
筒式磨煤机	713	蒸汽动力发电厂	861	模拟量控制系统	147
库里升定律	161	蒸汽动力发电厂的联合		模拟量控制系统调整试	
英中式汽水取样及分析		循环改造	863	验	149
仪表装置	320	蒸汽系统吹洗	870	酸雨	696
集中控制室装修施工	320	蒸汽净化	867	酸洗	696(208)
型氏体耐热钢	4	蒸汽参数	860	酸碱废水处理	696
奥扎循环	4	蒸汽携带	871	碳素钢	703
循环水冷却设备运行	794	蒸汽凝结换热	869	磁力探伤	72
循环水补水无水处理系统		蒸馏法	857	磁流体发电	73
设计	794	感应电动势	167		
半环水泵	792	碎渣机	699	[丿]	
循环水泵安装	793	“零”排放	402	管内沸腾换热	187
循环水泵运行	794	辐射角系数	154		
循环水分离器	785				

管式空气预热器	188
管道支吊架	186
管道支吊架调整	187
管道施工	184
管道输煤	186
管壁温度计算	184
煤分离技术	450
煤态沸腾	150

[、]

近热板	856
腐蚀	158
固体产物试验方法	160(673)

十五画

[一]

增压流化床联合循环	851
增压流化床锅炉	850
增压流化床燃烧	854
增压火力发电厂	246

[、]

桶	642
分离器(池)	53

十六画

[一]

操作电源系统	26
薄膜冷却	5
薄膜蒸发换热	5
异步功率	872
整体煤气化联合循环	873
整套起动试运行	872

[1]

噪声控制	849
------------	-----

[、]

磨煤机	451
磨煤机安装	451
磨煤机耐磨材料	452

磨煤机选型	453
磨煤机检修	452
凝汽器	462
凝汽器安装	464
凝汽器运行	467
凝汽器热力特性	466
凝汽器胶球清洗装置	166
凝汽器检漏装置	466
凝汽器管材	465
凝结水泵	461
凝结水精处理	462
燃气轮机	538
燃气轮机与联合循环机组 的典型故障	579
燃气轮机与联合循环机组 的验收试验	581
燃气轮机发电厂	562
燃气轮机发电厂设计	565
燃气轮机安装	562
燃气轮机运行	583
燃气轮机使用的燃料	576
燃气轮机空气过滤器	570
燃气轮机轴承方案	584
燃气轮机总体结构	587
燃气轮机起动系统	574
燃气轮机热力循环	574
燃气轮机消声器	578
燃气轮机通流部分清洗 系统	578
燃气轮机控制系统	571
燃气轮机检修	569
燃气轮机盘车装置	573
燃气透平	591
燃气透平叶片材料	591
燃气透平叶片腐蚀	595
燃气透平冷却系统	593
燃气透平转子材料	595
燃气-蒸汽联合循环	596
燃气-蒸汽联合循环机组 运行	601
燃气-蒸汽联合循环机组 控制系统	600

燃用低热值煤气的燃气 轮机	611
燃油燃气锅炉运行	612
燃料电池	553
燃料质量监督	555
燃料管理	555
燃烧过程数值计算	603
燃烧设备	606
燃烧系统	610
燃烧室	606
燃烧室材料	609
燃烧室结渣	609
燃烧控制系统	604
燃烧脱硫	610(408)
燃烧器检修	605

[フ]

避雷器	13
-----------	----

十七画

[一]

磷酸盐处理	401
-------------	-----

[1]

瞬间电流负荷快控保护	691
螺旋出渣机	419

十九画

[1]

曝气-吹脱	182
-------------	-----

二十画

[1]

蠕变	637
蠕变疲劳交互作用	610
蠕变断裂	639
CO ₂ 减排技术	25
W 形火焰炉膛	752
X 射线衍射技术	771

条 目 外 文 索 引

(INDEX OF ARTICLES)

A

- abnormal operation of
turbogenerator 744
- abrupt drop of steam
temperature and
pressure 543
- accelerator inspection 337
- acid cleaning 696
- acid rain 696
- acoustic emission 619
- acoustic property of
metal 356
- activated carbon flue
gas desulfurization 279
- actuator 881
- AC uninterruptible
power supply 339
- adiabatic throttling 364
- adjustment of boiler
combustion 221
- adjustment of supports
and hangers in pip-
ing system 187
- advanced blade profile
and cascade 173
- aeration-stripping 482
- aerothermodynamic
design of twisted
blade stage 468
- ageing 658
- air compressor 798
- air distributor 23
- air extraction equip-
ment 57
- air extraction system 57
- air filter used in gas
turbine unit 570
- air heater 372
- air heater 515
- air preheater 372
- air staging 371
- air supply of automatic
system 929
- air system for air cooled
generator 371
- alarm system 8
- alloy elements migration
between solid solution
and carbides 244
- alloy phases analysis 244
- alloy steel 213
- all volatile treatment 552
- aluminizing 646
- ambient air quality
standard 256
- ammonia scrubbing
flue gas desulfur-
ization 2
- ammonia treatment 2
- annealing 750
- anti-explosion devices 140
- anti-interference of
computer control
system 333
- antiscaling in ash sluic-
ing pipe 264
- anti-seismic design of
electrical installation
building 109
- anti seismic design of
main power build-
ing 918
- arch fired furnace 752
- architecture of main
power building 916
- armature reaction 116
- arrangement of auxil-
iary electrical equip-
ments 40
- arrangement of gener-
ator leads 136
- ash and slag handling
system 63
- ash and slag removal
facility 171
- ash and slag yard 266
- ash sluicing water treat-
ment 267
- ash yard dam construc-
tion 263
- atmospheric boundary
layer 78
- atmospheric dispersion
model 78
- atmospheric pollution
monitoring 80
- austenitic heat resistant
steel 4
- automatic control for
unit start-up and
shut down 86
- automatic main stop
valve 932
- automatic regulating
equipment 930
- automatic transfer to
stand-by supply 10
- automatic voltage regu-
lation 926
- automation design of
fossil-fired power
plant 306
- automation of fossil-
fired power plant 304
- automation system at
plant level 29
- auxiliary cooling water
system 157
- auxiliary power system
protection 42
- auxiliary steam system 158
- AVR 926
- AVT 552
- axial shaft displacement
monitor 906

axial shaft displacement
protection 76

B

bag filter 81
balance piston 480
balancing of auxiliary
machine rotor 156
bank side pump house
construction 3
base type regulating
instrument 319
basic design data 643
bearing alloy 903
bearing damage 905
beater wheel mill 151
Beilun Power Plant 9
BFBB 182
BFBC 183
biflux heat exchanger ... 540
binary cycle 670
binary vapor cycle 400
biological pollution pre-
vention in cooling
water system 384
blackbody radiation 245
blackness 245
Black Point Power
Station 407
blade 821
bladed disk 818
bladed disk vibration 820
blade failure and repair ... 826
blade fatigue 823
blade vibration 827
boiler 190
boiler abnormal opera-
tion 227
boiler accessories 202
boiler blowdown sys-
tem 471
boiler constructional
component
strength 218
boiler convective heat-
ing surface 201
boiler economic opera-

tion 211
boiler erection 194
boiler evaporating sys-
tem 227
boiler expansion center ... 216
boiler feed water pump
operation 209
boiler feed-water pump
start-up and shut-
down control 325
boiler flue gas moni-
toring 215
boiler furnace 213
boiler initial firing-up ... 223
boiler loss feed-water 201
boiler make-up water
treatment 197
boiler minimum load
for stable combus-
tion 228
boiler outer casing 225
boiler over feed-water ... 214
boiler performance test ... 226
boiler seal 215
boiler setting 211
boiler setting material ... 409
boiler shutting down 224
boiler slag removal 216
boiler steam tempera-
ture control 217
boiler steel 202
boiler structure 203
boiler structure calcu-
lation 205
boiler tube explosion 197
boiler-turbine-generator
unit protection 82
boiler turndown ratio 228
boiler water circulation ... 685
boiler water condition-
ing 228
boiling heat transfer in
tubes 187
bottom ash cooler 388
bottom ash discharge
valve 472
bottom ash handling

system for CFB
boiler 789
boundary layer theory 18
Brayton cycle 23
brittleness of metal 347
bubbling fluidized bed
boiler 182
bubbling fluidized bed
combustion 183
buckstay 167
Buggenum IGCC dem-
onstration power
plant 11
bus-bar installation 455

C

cable fire protection 102
cable installation 103
cable layout 102
cable selection 104
CAD 329
carbide analysis 356
carbon steel 703
Carnot cycle 367
casting for steam tur-
bine cylinder 520
Castle Peak Power
Station 515
cathode protection
installation 836
CBM 921
CCT 544
cenosphere in fly ash 141
central control room
finishing installa-
tion 320
central steam water
sampling and anal-
ysis instrument 320
CFBB 788
CFBC 791
charging device 56
chelating agent clean-
ing 419
chemical cleaning of
boiler 208
chemical composition

- analysis of metal 349
- chemical supervision 249
- chemical thermodynamics 251
- Cheng's dual fluid
 - cycle 52
- chimney 803
- chimney construction 803
- CHP plant 615
- circuit breaker 124
- circulating fluidized
 - bed boiler 788
- circulating fluidized
 - bed combustion 791
- circulating pump 375
- circulating water pump 792
- circulating water pump
 - installation 793
- circulating water pump
 - operation 794
- clarifier 53
- classifier 74
- clean coal technology 344
- clean coal technology
 - for power generation 342
- cleaning system for
 - flow path of gas turbine unit 578
- clinker grinder 699
- coagulation 277
- coal 422
- coal analysis 441
- coal crushing facilities 440
- coal feeder 323
- coal gasification process 431
- coal handling structure
 - construction 665
- coal handling system
 - for FBC boiler 403
- coal handling system
 - sequence control 666
- coal pulverizer 451
- coal pulverizer instal
 - lation 451
- coal pulverizer main-
 - tenance 452
- coal sampling and weigh-
 - ing equipment 440
- coal transportation and
 - storage system 439
- coal weight measure-
 - ment 430
- cogeneration cycle 617
- cogeneration plant 615
- collision between rotary
 - and static parts 120
- combined heat and pow-
 - er generating proj-
 - ect economics 616
- combined SO₂/NO_x
 - control technology 809
- combined water treat-
 - ment 396
- combustion control
 - system 604
- combustion in boiler
 - furnace 220
- combustion system 610
- combustor 606
- commissioning and trial
 - operation of complete
 - unit 872
- commissioning of fluid-
 - ized bed boiler 404
- commissioning of water
 - treatment system 251
- commissioning test 484
- commissioning test of
 - electrostatic precipi-
 - tator 364
- commissioning test of
 - modulating control
 - system 149
- complexing agent
 - cleaning 419
- composite apparatus 938
- compressed air system 802
- compressor surge 801
- computer-aided design 329
- computer monitoring
 - system 331
- computer system com-
 - missioning test 334
- concrete work 278
- condensate polishing 462
- condensate pump 461
- condenser 462
- condenser installation 464
- condenser leakage-de-
 - tection device 466
- condenser sponge ball
 - cleaning system 466
- condition based main-
 - tenance 924
- constant pressure ope-
 - ration 120
- constructional steels
 - for boiler 205
- construction of fossil-
 - fired power plant 298
- control cable 373
- control center layout 377
- control circuit 371
- controlled circulation
 - boiler 375
- controlled circulation
 - boiler start-up 376
- control standard of pol-
 - lutants for fly ash in
 - agriculture use 470
- control system of com-
 - bined cycle unit 600
- control valve 707
- convective heat trans-
 - fer 126
- convective heat-transfer
 - coefficient 263
- cooling pond 382
- cooling system of gas
 - turbine 593
- cooling technique of
 - turbogenerator 738
- cooling tower 386
- cooling tower construc
 - tion 387
- cooling water system 384
- cooling water system
 - for water cooled
 - generator 677
- cooling water treat-

ment 382
 corrosion 158
 corrosion deposit analyzing method 160
 corrosion of gas turbine blade 595
 corrosion prevention of dry cooling system 166
 corrosion prevention of thermal power equipment during operation 626
 coupling 399
 crack depth measurement 401
 creep 637
 creep rupture 639
 creep rupture strength 347
 crystal structure of metal 353
 CT 106
 current transformer 106
 CWT 396
 cycle of humid air turbine 653
 cyclone collector 771
 cyclone combustion 783
 cyclone dust collector 782

D

data communication network 667
 data server 667
 DCS 142
 deaerator 64
 de-excitation 447
 depletion of ozone layer 60
 deposit 51
 designed capacity 643
 design of boiler make-up water treatment system 199
 design of circulating make-up water treatment system 794
 design of flue gas, air and pulverized coal ducts 805
 design of gas turbine power plant 565
 desulphurization during combustion 610
 diagnosis technique for residual life 662
 diaphragm and carrier ring 175
 diaphragm damage 175
 Diesel cycle 94
 diesel-generator plant 28
 differential expansion monitor 856
 digital regulating instrument 668
 direct coal-fired gas turbine unit 882
 disc cracking and bursting off 818
 disconnecting switch 177
 disk conveyer for bottom ash removal 846
 dismantling and reassembling of turbine blade 822
 dismantling and reassembling of turbine rotor disc 703
 display and recording instrument 771
 disposal of ash and slag 267
 distributed control system 142
 downshot furnace 752
 drainage system of steam turbine 504
 drain and blow-down system 665
 drum 229
 dry cooling condensing installation 163
 dry cooling system 165

dry/wet hybrid cooling system 162
 ductile-brittle transition temperature 76
 dynamic characteristics of fossil-fired power unit 308

E

early valve actuation 540
 earth and rock work 748
 earth signalling device of low current earthing system 775
 economizer 659
 ED 116
 eddy current inspection 762
 EDP 99
 EFBHE 75
 effective stack height 804
 efficiency of generator 13
 electrical secondary circuit 10
 electrical system 104
 electric parameter measurement 108
 electric system start-up testing 111
 electrodeionization process 90
 electrodialysis 116
 electroerosion 101
 electromagnetic braking torque 401
 electromagnetic loading 109
 electromagnetic power 100
 electromagnetic shield 100
 electronic beam flue gas desulfurization 118
 electron-microscopical technique of metal 317
 electrostatic precipitator 362
 emergency governor 757
 emergency power sup-

- ply 6
- emission control of flue
gas 808
- emission standard of
air pollutants for
fossil-fired power
plant 280
- energizing of auxiliary
power system 41
- enthalpy 241
- entropy 642
- environmental impact
assessment 257
- environmental impact
from fossil-fired
power plant 292
- environmental monitor-
ing of fossil-fired
power plant 291
- environmental protec-
tion laws and regu-
lations 253
- environmental quality
standard 260
- environmental wind
tunnel experiment 255
- equilibrium constant 480
- ESP 362
- EVA 540
- evaporation 857
- excitation forcing 545
- excitation system coil-
ing voltage ratio 395
- excitation system pro-
tection 394
- excitation system volt-
age response ratio 395
- excitation with AC
exciter 340
- excitation with AC
exciter and rotat-
ing rectifier 341
- excitation with AC
exciter and sta-
tionary rectifier 340
- excitation with DC
exciter 890
- excitation with supple-
mentary winding 157
- exergy 837
- exhauster 471
- explosion of pulverized
coal preparation
system 428
- extent of reaction 139
- external fluidized bed
heat exchanger 755
- external regeneration
system 704
- extracting steam gov-
erning 58
- extraction steam sys-
tem 60
- F**
- failure analysis 650
- fan 148
- fan installation 149
- fan selection 150
- fast valving protection
during transient load
cut-back 691
- fatigue 178
- FBC 105
- feeding facility 322
- feed water control
system 327
- feed-water control
valve 329
- feed-water deaeration 327
- feed-water pump 323
- feed-water pump instal-
lation 324
- feed-water pump turbine
control system 326
- feed-water system 329
- feed-water treatment 327
- Fengzhen Power Plant 147
- ferritic heat resistant
steel 710
- FGD 811
- field forcing 545
- film boiling 450
- film cooling 5
- film evaporation heat
transfer 5
- filter 235
- fire extinguishing sys-
tem with chemical
agents 252
- fire extinguishing water
system 774
- fire protection design 774
- fire protection detec-
tion 140
- fire resistant oil 368
- first law of thermody-
namics 631
- flame ignitor 96
- flame radiation 310
- flow measurement 406
- flow passage of steam
turbine 550
- flue dust reburning 759
- flue gas circulating fluid
bed desulfurization 787
- flue gas cleanup facil-
ity 807
- flue gas composition
measurement 806
- flue gas de NO_x tech-
nology 813
- flue gas desulphuriza-
tion 811
- flue gas desulphuriza-
tion equipment
erection 812
- fluid coupling 829
- fluidized-bed combus-
tion 105
- fluidized bed combus-
tion technology 105
- fly ash in soil ameliora-
tion 144
- forced convection heat
transfer 663
- forced draft fan 695
- fossil-fired power gener-
ation 283
- fossil-fired power plant 289
- fossil-fired power plant

economics	293
fossil-fired power plant engineering and design	297
fossil power generation in China	893
fouling of heating surfaces	664
fouling of ion exchange resin	393
foundation of main power building	915
Fourier law	161
fractography	121
fracture mechanics	122
fracture toughness	124
freight car	846
FSSS	411
fuel burning equipment	606
fuel cell	553
fuel composition of fossil fired power generation	309
fuel for boiler	219
fuel management	555
fuel quality supervision	555
fuel reburning	130
fuel staging	130
fuels used in gas turbine unit	576
fundamental microstructure of steel	168
furnace explosion	413
furnace flame scanning	415
furnace heat transfer	414
furnace loss of fire	416
furnace safety supervisory system	411
furnace thermodynamic characteristics	416

G

garbage fired boiler	379
gas and air system	806
gas and steam combined cycle	596
gas burner	438
gaseous fuel analysis	491
gaseous fuel transportation and storage system	490
gaseous radiation	489
gases in steel	170
gas fuel	190
gas insulated metal-enclosed switchgear	489
gas mixture	276
gas side energy imbalance at furnace exit	414
gas-solid phase fluidized bed process	486
gas turbine	591
gas turbine erection	562
gas turbine power plant	562
gas turbine unit	558
gas turbine unit burning low heating value gases	611
gas turbine unit control system	571
general layout of fossil-fired power plant	32
generator circuit breaker	134
generator main leads and associated equipment	136
generator protection	133
generator voltage switchgear installation	133
geotechnical engineering	817
GIS	489
gland and steam sealing system	491
governing characteristics	709
grain size	361
graphitization	658
grate firing	27
greenhouse effect	761
ground water intake facilities	549

H

Hanfeng Power Plant	210
hardening	76
heat conduction	614
heat conduction through a fin	381
heat deviation	635
heater for heating network work	636
heat exchanger	260
heat exchanger thermal calculation	262
heating supply system	181
heating ventilation and air-conditioning	25
heat load	622
heat network	635
heat pipe	619
heat-pipe air heater	620
heat pump	613
heat recovery boiler	811
heat recovery steam generator for combined cycle	396
heat resistant alloy steel for boiler	214
heat resistant steel	457
heat transfer	70
heat transfer at convection heating surfaces	127
heat transfer by convection	126
heat transfer in high velocity flow	171
heat transfer near the critical point	401
heat treatment of metal	355
Hess Law	162
high initial response	171
high pressure oil Jacking equipment	171
high temperature corrosion on the fire side	171
hoisting machine	485
Huaneng Luohuang	

Power Plant	248
Huaneng Shidongkou No. 2 Power Plant, Shanghai	248
humid air turbine cycle ...	653
HVAC	25
hydraulic ash handling system	674
hydraulic bottom ash removal equipment	675
hydrazine treatment	395
hydrodynamic charac- teristics of once- through boiler	887
hydrogen plant	548
hydrogen system	547
hydrogeology	684

I

ideal gas	394	installation of auxiliary power switchgear	44
IGCC	873	installation of circuit breaker	125
illumination of control room	374	installation of GIS	489
illumination of plant buildings	28	installation of grounding system	312
illumination of power plant outlying area	32	installation of instrument and control system	619
impact mill	72	installation of secondary and control wiring	130
impact toughness	56	insulating oil	365
indirectly coal fired com- bined cycle	754	insulation calculation for boiler setting	409
indoor type switchgear installation	788	integrated gasification combined cycle	873
induced draft fan	836	integrated standard for waste water dischar- ge	767
induced electromotive force	167	intelligent defect detec- tor	893
induced voltage	167	interaction between creep and fatigue	610
industrial television	179	interaction between fa- tigue and corrosion ...	179
infra red inspection	247	intercept valve	902
initial start-up of steam turbine	522	interconnecting trans- former	398
in-plant coal conveying facilities	30	interconnecting trans- former relay protec- tion	398
in plant coal storage facilities	29	internal combustion en- gine power plant	459
in-plant communication system	31	internal friction of met- al	354
		ion exchanger	389
		ion exchange resin	391
		ion exchange softening and demineraliza- tion	391
		iron-carbon equilibrium diagram	710

I

journal bearing	880
-----------------------	-----

K

Kalina cycle	366
--------------------	-----

Kawagoe Thermal Power Station	66
--	----

L

labour safety & indus- trial hygiene	389
land route coal trans- portation	118
lasting plasticity of metal	317
lasting strength of metal	347
last stage blade strength and vibration	451
lay-off conservation of thermal power equip- ment	625
Le Chatelier principle ...	381
LIFAC	408
life management	659
life prediction	660
life time of steam pip- ings	172
lighting transformer	856
lightning arrester	13
limestone handling system	657
limestone injection into the furnace and acti- vation of calcium	408
limestone scrubbing flue gas desulfurization	656
liquid fuel	831
liquid fuel analysis	834
liquid fuel transporta- tion and storage system	834
liquid level measure- ment	835
load dump test	669
local control	661
loop seal	271
low-frequency reso- nance	92
low NO _x combustion technology	89
low NO _x pulverized-coal	

burner 88
 low temperature corro-
 sion on the fire side 92
 low vacuum trip 93
 low voltage switchgear
 cubicles for station
 auxiliaries 36

M

macroscopic structure
 inspection of metal 349
 magnetic inspection 72
 magnetohydrodynamic
 power generation 73
 main condensate sys-
 tem 919
 main electrical connec-
 tion scheme 112
 main electrical equip-
 ments layout 115
 main power building
 arrangement 911
 main power building
 structure con-
 struction 917
 main power equipment
 selection 919
 main steam system 920
 maintenance of rotary
 air preheater 275
 main transformer area
 layout 911
 main transformer instal-
 lation 908
 man-machine interfac-
 ing station 637
 marine water quality
 standard 239
 martensitic heat resis-
 tant steel 421
 mass transfer 892
 material for gas turbine
 blade 594
 material level measure-
 ment 400
 material of condenser
 tubes 465

materials for combus-
 tor 609
 materials for compres-
 sor blade 802
 materials for compres-
 sor rotor 802
 materials for gas tur-
 bine rotor 595
 Matimba Power Plant ... 420
 Matsuura Thermal
 Power Station 694
 measuring circuit 27
 mechanical ash han-
 dling system 311
 mechanical parameter
 measurement 311
 medium speed mill 899
 medium voltage switch-
 gear cubicles for
 station auxiliaries 45
 membrane separation
 technique 450
 metal corrosion preven-
 tion of thermal power
 equipment 624
 metal hardness 358
 metal material 346
 metal supervision 351
 microcomputer-moni-
 tored system for
 network 757
 mill selection 453
 minimum excitation
 limiter 938
 mixed bed polisher 275
 mixing heater 277
 modulating control
 system 447
 modulating control
 system of drum
 type boiler 230
 modulating control sys-
 tem of once-through
 boiler 883
 moist air 652
 molten iron separated
 out in boiler with

wet bottom fur-
 nace 830
 moment of inertia 921
 monitoring and diagnos-
 ing of turbogener-
 ator in operation 722
 monitoring of water
 pollution 688
 motor driven valve 101
 Mountaineer Power
 Plant 110
 mountain-valley breeze ... 611
 muffler 775
 multifuel burner 128
 multi-pressure con-
 denser 128

N

natural circulation
 boiler 935
 natural circulation
 boiler start-up 935
 natural convection heat
 transfer 935
 natural water 705
 negative phase sequence
 current carrying capa-
 bility 160
 network control room ... 756
 neutral water treatment... 902
 neutron diffraction 902
 Niederaussem Power
 Plant 160
 noise control 845
 nondestructive inspec-
 tion 770
 nondestructive testing ... 770
 nonmetallic inclusions
 in steel 170
 normalizing 877
 nozzle 477
 nozzle governing 473
 numerical calculation of
 combustor 603
 NWT 902

O

off-plant ash transporta-

tion system 35
oil aging 838
oil and gas burner 839
oil failure trip 93
oil mixing 279
oil quality criterion 843
oil quality supervision ... 843
oil reclaiming 842
oil system cleaning 842
oil system firing 842
oil testing method 841
oil used in electric power
 industry 105
oil whipping 839
oily waste water treat-
 ment 841
once through boiler 883
once-through boiler
 start up 885
once-through cooling
 water system 889
one-line diagram of sta-
 tion auxiliary power
 system 39
on-line residual life
 monitoring 661
operating adjustment
 of once-through
 boiler 889
operating mode of units ... 316
operating status of
 equipment 642
operational techniques
 for electrical part in
 power plant 109
operation of air-cooled
 generator 371
operation of boiler at
 off-designed condi-
 tions 201
operation of CFB boiler ... 789
operation of circulating
 water cooling equip-
 ment 794
operation of condenser ... 467
operation of deaerator 65
operation of electrical

 motor in power
 plant 37
operation of electrical
 system in power
 plant 132
operation of equipment
 in auxiliary power
 system 43
operation of fossil-fired
 power plant 303
operation of gas-steam
 combined cycle unit ... 601
operation of gas turbine ... 583
operation of hydrogen
 cooled generator 546
operation of main trans-
 former 908
operation of oil-fired and
 gas-fired boilers 612
operation of pulverized
 coal preparation
 system 429
operation of steam tur-
 bine for cogenera-
 tion 180
operation of supercri-
 tical units 47
operation of water-cool-
 ed generator 676
operation of water-hydro-
 gen-hydrogen cooled
 generator 682
operation of wet-bottom
 boiler 831
operation power supply
 system 26
optical microscopic struc-
 ture inspection 188
Otto cycle 4
outdoor type switchgear
 installation 768
overall plot plan 552
overall structure of gas
 turbine unit 587
over-excitation limiter ... 234
overhaul of boiler 210
overhaul of burner 605

overhaul of electrostatic
 precipitator 363
overhaul of gas turbine ... 569
overhaul of steam tur-
 bine 508
overhaul of turbogener-
 ator 736
over speed 50
over-speed governor 757
overspeed test for steam
 turbine 501
oxygen dosing treat-
 ment 337

P

Panshan Power Plant ... 473
parameters of thermody-
 namic state 633
peak and cyclic load
 operation 706
pearlitic heat resistant
 steel 906
penetration inspection ... 647
performance of metal 357
performance test of gas
 turbine and combined
 cycle unit 581
performance test of
 precipitator 62
performance test of
 turbogenerator 743
periodic operating test
 for steam turbine 505
PFBB 850
PFBC 851
PFBC-CC 851
PFBC-CC unit in Vā-
 rtan Power Plant 758
phosphate treatment 101
pile foundation cons-
 truction 923
Pingwei Power Plant 180
pipe line and cables of
 automatic system 928
pipeline transport of
 coal 186
pipe supports and hang-

- ers 186
- pipng erection 184
- planned capacity 189
- plasticity of metal 356
- PLC 370
- plume 815
- plume rise 816
- pneumatic ash handling
system 487
- pollutants emitted from
fossil-fired power
plant 296
- pollution meteorology ... 764
- polygeneration techno-
logy based on coal
gasification 835
- pool boiling heat trans-
fer 54
- potable water system 647
- potential transformer 117
- powder resin precoated
filter 666
- power cable 104
- power plant chemistry 97
- power plant life exten-
sion 98
- power plant reliability
management 294
- power plant site condi-
tion 338
- power project construc-
tion cost 133
- power supply of auto-
matic system 928
- power system stabilizer ... 105
- precipitation 776
- precipitator erection 62
- prediction of tube wall
temperature 184
- prefilter 544
- pressure measurement ... 797
- pressurized fluidized
bed boiler 850
- pressurized fluidized
bed combustion 854
- pressurized fluidized
bed combustion
- combined cycle 851
- pretreatment 845
- primary air fan 835
- process control and
acquisition station 231
- process input/output
channel 232
- programmable logic
controller 370
- project financial assess-
ment 178
- project national econo-
mic assessment 178
- properties of coal ash
and slag 269
- protective systems of
heaters 337
- PSS 105
- PT 117
- Puertollano IGCC de-
monstration power
plant 481
- pulverized coal distri-
butor 425
- pulverized coal feeder 321
- pulverized coal prepara-
tion system 426
- pump house control 670
- Q**
- quality standard for
ground water 95
- quality standard for
irrigation water 469
- quality standard for
surface water 95
- quantitative metallog-
raphy technique 119
- quenching 76
- quenching and tem-
pering 710
- R**
- radiation heat transfer ... 152
- radiation shield 856
- radiative angle factors ... 134
- radiographic inspection ... 644
- Rankine cycle 380
- reactances of turbogener-
ator 725
- real gas 856
- recirculating cooling
water system 786
- recirculating system of
ash sluicing water 265
- refractory belt 760
- regenerative cycle 272
- regenerative heater
operation 272
- reheat cycle 848
- reheater 818
- reheating steam system ... 818
- reheating steam turbine ... 899
- reinforced concrete cir-
culating water pipe
construction 168
- repair of cracks on pres-
surized components 51
- repair of cylinder
cracks 493
- repair of deformed sur-
face of turbine cylin-
der flange 493
- repowering and retrofit
of steam power plant
with gas turbine 863
- reverse osmosis 138
- RO 138
- rotary air preheater 273
- rotating magnetomo-
tive force 785
- rotor critical speed 923
- rotor dynamic balanc-
ing 922
- rotor eccentricity mon-
itor 923
- rupture and wreck of
rotor 126
- S**
- safety valve 1
- safety valve adjustment 1
- salt deposit 318
- sanitary standard for

- drinking water 649
- sanitary standard for industrial enterprise design 179
- scale 672
- scale prevention in cooling water system 383
- scavenging of steam system 870
- Schwarze Pumpe Power Plant 651
- screw conveyor for bottom ash removal 419
- sea land breeze 239
- sealing oil system 446
- sea water scrubbing desulfurization 240
- second law of thermodynamics 629
- selection of auxiliary electrical equipments 40
- selection of furnace configurational parameters 417
- selectivity of radiation ... 154
- self-excitation with compound source rectifier 933
- self-excitation with potential source rectifier 925
- self-shifting synchronous clutch 931
- separation of iron particles from fly ash 145
- separators for circulating ash 785
- sequence control 691
- sequence control for pulverized coal preparation system 429
- sequence control of auxiliary equipment 155
- settling tank 51
- shaft/bearing vibration monitor 903
- shaft configuration of gas turbine unit 584
- shaft current 904
- shaft distortion 921
- shafting stability 906
- shaft straightening 891
- Shiheng Power Plant 635
- short-circuit ratio 121
- shut-down of steam turbine 529
- signalling circuit 776
- silencer for gas turbine unit 578
- Skacbaek Power Plant ... 692
- slagging in furnace 609
- slag-tap furnace 830
- solenoid valve 100
- soot blower 71
- soot blowing on the heating surface of boiler 223
- specific heat 13
- speed changer 713
- spheroidization of pearlite 907
- spray dryer flue gas desulfurization 477
- spray type desuperheater 476
- spring steel 701
- stability of atmosphere ... 79
- standard for environmental noise 259
- starting system of gas turbine unit 571
- start-up by means of IP turbine 902
- start-up of steam turbine 516
- start-up of unit 313
- start-up/standby transformer 484
- start-up steam supply ... 484
- start-up, synchronization and shut-down of turbogenerator 720
- start-up system of once-through boiler 887
- static characteristic test of steam turbine governing system 527
- static strength of metal ... 353
- station auxiliary motor ... 36
- station auxiliary power system 42
- steam 686
- steam admission governing 360
- steam air heater 545
- steam and water pipe fittings 541
- steam and water piping 541
- steam carry over 871
- steam condensation heat transfer 869
- steam conditions 860
- steam distributing gear ... 175
- steam flushing with oxygen dosing 867
- steam parameters 860
- steam power plant 861
- steam purification 867
- steam temperature control by gas-bypass damper 804
- steam temperature control by gas recirculation 815
- steam temperature control by tilting burner 5
- steam temperature control system 542
- steam turbine 495
- steam turbine admission parts 509
- steam turbine by pass system 515
- steam turbine control system 513
- steam turbine cylinder ... 517
- steam turbine economic operation 512
- steam turbine erection ... 500
- steam turbine flow

- passage thermal calculation 532
 steam turbine for cogeneration 616
 steam turbine for feed-water pump 325
 steam turbine governing system 524
 steam turbine load dump test 523
 steam turbine oil system 536
 steam turbine operation at abnormal conditions 535
 steam turbine performance test 534
 steam turbine proper 503
 steam turbine protection 503
 steam turbine protection system 503
 steam turbine rotor 537
 steam turbine speed governor 527
 steam turbine stage 505
 steam turbine stage losses 506
 steam turbine thermal performance 520
 steam turbine thermal power system 521
 steam turbine tripping test 523
 steam/water flow system 626
 steel and alloy for fastening part 359
 steel bars for concrete reinforcement 168
 steel for boiler drum 231
 steel for boiler tube and pipe 206
 steel for generator retaining ring 135
 steel for generator rotor 137
 steel for generator stator core 135
 steel for turbine blade 535
 steel for turbine rotor 539
 step-down station transformer 93
 step response 341
 step-up transformer 647
 Stirling cycle 693
 storage battery 777
 storage battery DC system 780
 storage battery installation 780
 strengthening of metal 354
 strength of blade 824
 strength of bladed disk 819
 strength of boiler pressurized parts 223
 strength of boiler system 225
 stress relaxation 837
 structure and architecture 345
 structure and property changes in metal 359
 structure of main power building 916
 submerged scraper conveyor for bottom ash removal 183
 subsoil improvement 94
 subsynchronous resonance 74
 Suizhong Power Plant 697
 sulphur hexafluoride (SF_6) 407
 supercritical pressure boiler 45
 supercritical pressure steam turbine 48
 superheater 236
 surface heater 22
 surface treatment 21
 surface water intake facilities 548
 surge arrester 13
 suspension combustion 781
 switchgear cubicles 368
 synchronization circuit 712
 synchronizer 713
 synchronizing power 872
 synchronous generator 711
 synthetic gas clean-up process 436
- ## T
- Taichung Steam Power Plant 700
 Tampa IGCC demonstration power plant 701
 tangential pulverized-coal burner 890
 technical and economic index 335
 techno-economic indexes of power plant operation 847
 technology for reduction of CO_2 emission 25
 temperature measurement 760
 tempering 271
 tensile strength of metal at high temperature 348
 testing of automatic voltage regulator 930
 testing of unit interlock protection 312
 the first power plant in China 893
 theoretical combustion temperature 394
 theory of similarity 772
 thermal analogy 634
 thermal calculation of governing stage 708
 thermal characteristics of condenser 466
 thermal conductivity 87
 thermal insulation 621

- thermal insulation and
 anti-freeze 7
- thermal insulation work ... 8
- thermal parameter
 measurement 618
- thermal pollution control
 of water body 683
- thermal power plant 289
- thermal power system ... 626
- thermal resistance 636
- thermo-chemical test 621
- thermo-chemical treat-
 ment of metal 350
- thermodynamic cycle 633
- thermodynamic cycle
 of gas turbine 574
- thermodynamic process ... 623
- thermodynamic proper-
 ties of working sub-
 stances 179
- thermodynamics 628
- thermodynamic system ... 632
- thermomechanical treat-
 ment 777
- thickness checking de-
 tector 26
- third harmonic excita-
 tion 641
- third law of thermo-
 dynamics 630
- throttle governing 342
- thrust bearing 749
- thrust bearing wear
 trip 76
- time constant of
 turbogenerator 741
- torsional vibration of
 shaft system 905
- toughness of metal 356
- training simulator for
 fossil power plant 282
- transfer and transforma-
 tion of pollutants 766
- transformation diagram
 of super-cooled
 austenite 233
- transmission magnifying
 machine 66
- transmitter 19
- treatment of acid and
 alkaline waste
 water 696
- treatment of chemical
 cleaning waste 249
- treatment of closed
 circuit industrial
 cooling water 13
- treatment of coal pile
 runoff 425
- treatment of crack in
 rotor 922
- treatment of sanitary
 sewage 648
- TSI 507
- tubular air preheater 188
- tubular ball mill 713
- turbine automatic start-
 up and shut-down
 control 539
- turbine-generator
 pedestal 495
- turbine-generator pedes-
 tal construction 494
- turbine-generator shaft
 system 495
- turbine oil 536
- turbine supervisory
 instrument 507
- turbogenerator 714
- turbogenerator capability
 diagram 720
- turbogenerator charac-
 teristic curves 742
- turbogenerator erection ... 719
- turbogenerator excitation
 system 740
- turbogenerator failure ... 728
- turbogenerator maximum
 capacity 748
- turbogenerator normal
 operation 724
- turbogenerator rated
 power 728
- turbogenerator relay
 protection 732
- turbogenerator rotor 716
- turbogenerator stator 726
- turning device of gas
 turbine unit 573
- turning gear 472
- type of support & slid-
 ing key system 878
- typical troubles hap-
 pened in gas turbine
 and combined cycle
 unit 579
- ## U
- UF 45
- ultra filtration 15
- ultrasonic inspection 49
- unit auxiliary transform-
 er 14
- unit chemical dosing
 system 87
- unit control room 86
- unit coordinated control
 system 83
- unit performance test ... 315
- UPS 339
- urban refuse incinera-
 tion boiler 379
- utilization of ash and
 slag 267
- utilization of fly ash in
 cement production 146
- utilization of fly ash in
 road construction 146
- ## V
- valve repair 138
- variable pressure opera-
 tion 29
- V/Hz protection 151
- vibration isolation for
 generator frame 318
- vibration of air heater ... 372
- vibration of turbine-
 generator set 317
- ## W
- Wabash River IGCC

demonstration power
plant 763
Wai-gao-qiao Power
Plant 752
wall with refractory
lining 760
warm up facility for
FBC boilers 403
waste heat boiler 844
waste water treatment ... 141
water and steam anal-
yzing method 678
water and steam quality
monitoring instru-
ment 680
water induction 671
water intake facilities 551
water intake structure
construction 550
water level indicators 684
water quality index 689
water quality model 687
water quality standard
for fishery 844
water scale analyzing
method 673
water/steam quality
criterion 679

water/steam quality
supervision 682
water treatment in
fossil-fired power
plant 301
water treatment system
sequence control 671
water wall 673
water wall panel of once-
through boiler 888
water way coal trans-
portation 676
wear of metal 354
wear resistant material
for pulverizer 452
welding 241
wet-bottom furnace 830
wet type dust scrubber ... 654
W-flame firing fur-
nace 752
whirl pulverized-coal
burner 784
wiring diagram of emer-
gency power supply
circuit 6

X

X-ray diffraction tech-

niques 771

Y

Yokohama Thermal
Power Station 246
Yuanbaoshan Power
Plant 845

Z

zero discharge 102
zeroth law of thermo-
dynamics 630
Zhangjiakou Power
Plant 855
Zouxian Power Plant 936

100MW circulating fluid-
ized bed boiler in
Gaoba Power Sta-
tion, Neijiang 458
250MW circulating fluid-
ized bed boiler in
Gardanne Power
Station 336
Костромская ТЭС 369
ТЭЦ №26 Мосэнерго 455

内 容 索 引

说 明

一、本索引是全卷条目和条目内容的主题分析索引。索引主题按汉语拼音字母的顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时，按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、㇀（折，包括了乚等）的顺序排列。第一字相同时，按第二字，余类推。罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的主题，依次排在汉字索引主题的后面。

二、没有条目的主题用黑体字，未设条目的主题用仿宋体字。

三、索引中人名一般附有人物的生卒年或活动年代，外国人名还附有原文姓和名（或名的缩写字母）。

四、索引主题之后的阿拉伯数字是主题内容所在的页码，数字之后的小写拉丁字母表示索引内容所在的版面区域。本书正文的版面区域划分如右图。

a	d
b	e
c	f

A

阿美加定律 277a
 阿维多电厂 286b
 埃迪斯通发电厂 285f
 埃曼努埃利, L. (L. Emanueli, 1917) 105b
 埃斯卡龙电厂 287f
 爱克曼层 765b
 安定度 691b
 安全阀 1a, 202d, 541f
 安全阀校验 1d
 安全管理 303a
 安全监视 331e
 安全寿命 479a
 安全性校核(叶轮振动) 821a
 安全运行寿命 660f
 安装接线图 108c
 氨处理 2b
 氨洗涤法烟气脱硫 2e, 812b
 岸边泵房 549c
 岸边泵房施工 3d
 岸边式取水 548e

奥氏体 168f
 奥氏体耐热钢 4b
 奥托, N. A. (Nikolaus August Otto, 1832~1891) 1e
 奥托循环 4e
 澳门路环发电厂 287b

B

巴比特合金 903e
 巴氏合金 903e
 摆动式燃烧器调温 5a, 217f
 板翅式换热器 261e
 板式换热器 261b
 半导体逻辑元件式顺序控制器 691e
 半导体热敏电阻 761a
 半导体整流励磁 717d
 半导体自动电压调节器 927d
 半辐射过热器 236f
 半挠性联轴器 399d
 半频振荡 839c
 半速汽轮机 498a
 半速涡动 839c

棒状图 342c
 薄膜钢带式调压器 58f
 薄膜冷却 5c
 薄膜蒸发换热 5f
 饱和度 652f
 饱和湿空气 652e
 饱和温度 686f
 饱和压力 686f
 饱和状态 686f
 保安电源 6b, 929c
 保安电源接线 6d
 保护间罩 11a
 保护连锁系统 305e
 保温材料 7b, 411a
 保温和防冻 7a
 保温施工 8a
 保证最大连续出力(透平发电机) 718d
 报警处理 331c
 报警系统 8d
 爆扩桩 324d
 爆炸鼓突试验 376c
 北仑发电厂 9a

- 比奈特(Bennett, 1931) 105b
比奈体 169c
备用电源自动切换装置 **10c**
全开状态 642f
背压式给水泵汽轮机 325f
背压式汽轮机 497c, 617b
背压式汽轮机调节系统 525f
背压式汽轮机运行 181a
谐振共振 903f
本质粗晶粒钢 362d
本质晶粒度 362c
本质细晶粒钢 362d
比表面积(灰渣) 270b
比定容热容 13b
比定压热容 13b, 241c
比弗, C. J. (C. J. Beaver, 1933) 105b
比焓 241d, 634b
比赫纳姆 IGCC 示范电厂 **11d**
比例积分控制 448b
比例积分微分控制 448b
比例控制 448a
比热 634d
比热容 **13a**
比色高温计 761b
比焓 634c
比体积 633f
比功率 872c
比奥, J. B. (Jean Baptiste Biot, 1774~1862) 71b, 161b
闭环控制系统 447e, 448d
闭路电视 179a
闭式冷却水系统 157e
闭式燃气轮机 560a
闭式系统(燃烧) 610f
闭式循环工业冷却水处理 **13c**
闭式循环燃气轮机 576e
避雷器 **13f**
避雷器的参考电压 16f
避雷器的荷电率 16f
避雷器试验 17d
臂架型起重机 485d
边界层厚度 18b
边界层理论 **18a**
变负荷调峰运行 724f
变换器 618c
变径床 390c
变径双室浮床 390c
变孔隙过滤器 235e
变频转换器 574e
变频器 **19d, 618c**
变速给水泵 324c
变速汽轮机 495f
变速汽轮机调节系统 526c
变压器干燥 908d
变压运行 **20d, 361a**
辨识 309a
标准化管理(汽轮机检修) 509e
标准煤耗 335c
标准煤耗率 335c
(热电厂发电)标准煤耗率 616e
(热电厂供热)标准煤耗率 616e
标准项目(汽轮机检修) 509c
表面速度 186f
表面保护 21f
表面处理 **21c**
表面化学转化膜 22a
表面喷丸处理 21f
表面强化 21d
表面式加热器 **22b**
表面式凝汽器 462f
表面张力 180f
表压力 797b
并列布置型联合循环改造方案 865a
并网(透平发电机) 721a
病原微生物 648c
波尔祖诺夫, Н. И. (Н. И. Иванов, 1728~1766) 629b
波纹管碟阀式调压器 59a
玻耳兹曼常量 394d
玻耳兹曼, L. E. (Ludwig Eduard Boltzmann, 1844~1906) 71c, 152e
玻义耳—马略特定律 394d
补偿导线 760e
补给水处理系统调试 252a
补燃余热锅炉型联合循环 597a
捕滴器 653a
不带负荷校验(安全阀) 1c
不对称过负荷保护 734f
不可逆过程 630a
不可逆回火脆性 347c
不调频叶片振动强度安全准则 828e
不完全淬火 76f
不完全退火 751b
不稳定流动过程的热力学第一定律 632a
不需切除分离器的启动系统 886a
布风装置 **23a**
布莱克, J. (Joseph Black, 1728~1799) 13a
布兰卡, G. de (Giovanni de Branca, 1629) 198d
布雷顿, G. B. (George B. Brayton, 1872) 23c
布雷顿循环 **23e**
布里格斯, G. A. (G. A. Briggs) 78d, 816c
布里格斯公式 817a
布氏硬度 358d
部分进汽度 507b, 534a
- ## C
- 采暖通风和空气调节** **25c**
采样控制系统 119d
采用“热量信号”系统 605a
采用 $p_1 + k(p_2 - p_1)$ 信号的协调控制系统 84f
采用 $\frac{p}{p}$ 信号的协调控制系统 85c
采用“氧量信号”系统 605b

- 采样(固体燃料) 556b
- 参数画面 332c
- 操作冲击保护比 13a
- 操作冲击残压 13a
- 操作电源系统 26b**
- 操作管理站 142f
- 操作员站 142f
- 侧开门自卸车 419a
- 侧倾式翻车机 418c
- 无功功率负荷试验 ... 524a, 670a
- 测厚仪 26e**
- 测量回路 27b**
- 氢温度(焊接) 243b
- 层边边界层 18e
- 层燃炉排渣 216f
- 层式燃烧 27e**
- 差压 797b
- 差压式液位计 835a
- 柴油发电站 28c**
- 掺配(燃料) 555e
- 颤振 454d
- 长期过热爆管 651b
- 常规法负荷试验 523e
- 常规性能试验 315b
- 常化 877f
- 常模干扰 333e
- 常通量层 765b
- 常湿湿法脱硫工艺 437c
- 常压鼓泡床 405d
- 常压循环床 405d
- 厂房照明 28e**
- 厂级管理信息系统 29d
- 厂级监控信息系统 29c
- 厂级自动化系统 29c**
- 厂界噪声标准 259c
- 厂内除灰系统 63c
- 厂内储煤设施 29f**
- 厂内输煤设施 30f**
- 厂内通信系统 31c**
- 厂前区建筑(布置) 34a
- 厂区占地面积 335f
- 厂区照明 32c**
- 厂区总布置 32e**
- 厂外除灰系统 63c
- 厂外输灰系统 35c**
- 厂外运输 439c
- 厂用低压开关柜 36c**
- 厂用电 847c
- 厂用电动机 36f**
- 厂用电机的异常运行
和故障处理 38d
- 厂用电机的运行 37c**
- 厂用电接线 39d**
- 厂用电率 42c, 335d, 847c
- 厂用电设备布置 40a**
- 厂用电设备选择 40d**
- 厂用电受电 41f**
- 厂用电系统 42a**
- 厂用电系统保护 42e**
- 厂用电系统设备的运行 43b**
- 厂用工作变压器 44c**
- 厂用配电装置安装 44e**
- 厂用蒸汽系统 158d
- 厂用中压开关柜 45a**
- 厂址选择 863f
- 敞开式组合电器 938b
- 敞开系统 632f
- 超超临界压力 285f
- 超超临界压力锅炉 45f
- 超超临界压力汽轮机 49a
- 超导发电机 718c
- 超高压 285f
- 超过滤 45c, 450c**
- 超净煤燃气轮机 883a
- 超临界压力 285f
- 超临界压力锅炉 45f**
- 超临界压力机组运行 47a**
- 超临界压力汽轮机 48f**
- 超声波测厚仪 26f
- 超声波式料位计 490f
- 超声波探伤 49d**
- 超声波液位计 835c
- 超声流量计 406c
- 超瞬态(变)电抗 725f
- 超速 50f**
- 超速保安器 757e
- 超速试验 523c
- 超塑性 351b
- 超同步共振 905f
- 车辆运灰 36b
- 沉淀 845c
- 沉淀池 51a**
- 沉淀强化 355a
- 沉积物 51f**
- 沉积物下腐蚀 159f
- 沉井及沉箱法 3c
- 沉珠 145b, 269c
- 承压件裂纹处理 51f**
- 城市能量系统 616a
- 城市区域环境噪声标准 259c
- 程大猷 52d
- 程氏双流体循环 52d**
- 程序控制系统 148e
- 澄清 845c
- 澄清池调试 251e
- 澄清器(池) 53d**
- 池内沸腾换热 54f**
- 迟缓率 709c
- 持久强度极限 639d
- 持久塑性 639e
- 斥汽损失 507b
- 赤热脆性 417b
- 冲动级 592d
- 冲动式汽轮机 197c
- 冲动式透平 591b
- 冲击磨蚀 159f
- 冲击韧性 56a, 356a**
- 冲击弯曲试验 356b
- 冲击吸收功 356a
- 冲泥袋坝施工(灰坝) 264c
- 冲蚀 159d
- 冲转 516c, 522f
- 充电-放电运行方式 778e
- 充电装置 56b**
- 抽空气系统 57c**
- 抽气设备 57e**
- 抽汽背压式汽轮机 617d
- 抽汽背压式汽轮机运行 181b
- 抽汽供热式汽轮机 497c

抽汽凝汽式汽轮机 617b
 抽汽凝汽式汽轮机调节
 系统 525d
 抽汽凝汽式汽轮机运行 181c
抽汽调节 58f
 抽汽调节机构 59b
抽汽系统 60c
 抽水试验 685b
 油转子 736c
臭氧层破坏 60f
 出力系数 294c
 初步设计 298a
 切克电 780c
除尘器安装 62a
除尘器性能试验 62c
 除尘效率 62d
除灰渣系统 63b
除氧器 64c
除氧器运行 65e
 储煤场 29f, 439e
 储气瓶法(气体燃料) 556f
 储气蓄能发电厂 563a
川越火力发电厂 66b
 穿墙式电流互感器 106d
 穿转子 719b
 传递函数 308c
传动放大机构 66e
 传感器 618e
 传感器(测振) 904a
 传热端差 22c
 传热恶化 450f
 传热平均温差 262d
传热学 70a
 传热系数 893b
 船舶运灰 36b
 恒级控制系统 448f
 恒级汽温控制系统 542d
 串联双轴向式粗粉分离器 75c
 出模干扰 333f
 失温 790f
 未压 791a
吹灰装置 71f, 202d
 吹洗系数 870f

垂直管屏 889a
 锤击法(核基施工) 924a
锤击磨煤机 72c
 锤击式碎煤机 440b
 纯变压运行 20c
 纯冲动级 503f
 纯金属热电阻 760f
 磁场过流限制器 234f
 磁吹避雷器 15f
 磁吹断路器 125b
 磁电转换元件法(磁力
 探伤) 73a
 磁分路 101a
 磁粉法(磁力探伤) 72f
 磁化特性 742b
磁力探伤 72e
磁流体发电 73c
 磁屏蔽板 101a
 磁性测厚仪 26f
 磁阻发生器 528f
 次同步共振 905f
次同步谐振 74d
 次暂态电抗 725f, 726a
粗粉分离器 74f
罩轴保护 76a
 脆性断口 121d
脆性转变温度 76d, 314f
淬火 76e
 淬火开裂 355f
 淬透性 77d
 淬硬层深度 358b
 淬硬性 77d

D

达来利奥, G. F. (G. F.
 Dalelio, 1945) 393b
 大板梁 205c
 大开挖整体浇筑法(岸边
 泵房) 3d
 大孔降压消声器 775e
 大口井取水 550a
 大块破碎机 440c
 大崎电厂 288a

大气边界层 78a, 765a
 大气层结稳定度 79e
 大气的温度递减率 79f
 大气静力稳定度 79c
大气扩散模式 78b
 大气湍流 765b
大气稳定度 79e
大气污染监测 80e
 大气中的迁移转化(污染
 物) 766d
 大容器沸腾换热 54f
 大型汽轮机的出力条件 920c
 大轴 538d
 带表面式凝汽器的间接
 干式冷却系统 166a
 带并联回路的金属氧化
 物避雷器 17a
 带不对称负荷及非全相
 运行的异常 745d
 带厂用电运行方式 317c
 带电监测(透平发电机) 722a
 带反动度的冲动级 506b
 带负荷 323d
 带负荷校验(安全阀) 1c
 带负荷试验(汽轮机调节
 系统) 327d
 带负荷试运行 872e
 带混合式凝汽器的间接干
 式冷却系统 165f
 带式输送机 30b, 30f
 带有断点的自起停控制 86c
 带整体分离器的起动系统 887f
袋式除尘器 81c
 袋式轴承 881b
 戴维, H. (Humphry Davy,
 1778~1829) 629a
 单变量过程 447c
 单冲量给水控制系统 328b
 单抽汽式汽轮机调节系统 59d
 单阀滤池 236a
 单缸汽轮机 497c
 单回路反馈控制系统 448d
 单级汽轮机 497c

- 阻流过滤器 235b
 阻漏环式密封油系统 446b
 阻导管制系统 920f
 阻焊线分段接线 112f
 阻焊线接线 112c
 阻筒(或双筒)型燃烧室 608d
 阻位飞升曲线 308e
 阻位阶跃响应曲线 308e
 阻锅壳燃烧器 784c
 阻机接地保护装置 776a
 阻液淬火 77a
 阻元厂用变压器 44c
 阻元对 99d
 单元机组保护 82c
 单元机组协调控制系统 83b
 单元机组自起停控制 86b
 阻元控制 304e
 单元控制室 86f, 378a
 阻元控制室布置 915b
 单元式化学加药系统 87d
 阻元体结构(燃气轮机) 590e
 阻元制系统 329d, 921b
 阻元制制粉系统 426d, 610e
 阻轴方案(燃气轮机) 584d
 阻轴汽轮机 497f
 阻轴燃气轮机 560a, 591c
 氮氧化物 292e, 296c
 氮氧化物分析仪 807a
 导热率 87f
 导热系数 87f
 导热系数(灰渣) 270b
 阻向支架 186f
 道尔顿(Dalton)定律 276f
 德拜, P. J. W. (Peter Joseph Wilhelm Debye) 13a
 等容切换 887b
 等容过程 623f
 等熵过程 623f
 等熵指数 13d
 等温淬火 77a
 等温过程 623f
 等温压缩率 180f
 等效降低出力小时 295a
 等效强迫停用率 295b
 等压过程 623e
 邓希思(Dunsheath, 1914) 105a
 低频率取水 349c
 低过剩空气运行 809d
 低架驾驶室平板载重汽车 816e
 低励和失磁运行 746a
 低 NO_x 煤粉燃烧器 88c
 低 NO_x 燃烧技术 89e
 低浓度灰渣分除系统 671d
 低浓度灰渣混除系统 674e
 低浓度输渣、高浓度输灰的分除系统 674f
 低频谐振 92c
 低速离心式调速器 327f
 低速暖机 322f
 低速盘车 472c
 低速筒式磨煤机检修 432b
 低温除尘工艺 436f
 低温多效法(处理水) 859e
 低温干法脱硫工艺 437b
 低温回火 271c
 低温煤气净化工艺 436f
 低温脱硫工艺 437b
 低温形变热处理 777c
 低温烟气腐蚀 92e
 低温再热蒸汽管道 849a
 低循环倍率锅炉 376a
 低循环倍率蒸发系统 228b
 低压 285c
 低压厂用变压器 93b
 低压电源 929c
 低压加热器 22c, 862d
 低压进汽部分 511e
 低压系统(凝结水) 462c
 低油压保护 93c
 低真空保护 93f
 低真空循环水供热汽轮机运行 181d
 低真空运行 535f
 低周疲劳 179c
 滴定分析法 349e
 狄塞尔, R. (Rudolf Diesel, 1858~1913) 285f
 狄塞尔循环 94a
 迪特电厂 287f
 笛形管式喷水减温器 177b
 底开车 418f
 地表水 705c
 地基 817f
 地基处理 94b
 地面水质标准 95c
 地球物理勘探 685a
 地下连续墙法 3f
 地下水 706a
 地下水质量标准 95f
 地下水资源评价 685c
 地形风 641e, 765e
 第二代 PFBC 联合循环 853d
 第二类回火脆性 317c
 第二类污染物 767e
 第一代 PFBC 联合循环 851e
 第一类回火脆性 347c
 第一类污染物 767d
 点腐蚀 159a
 点火装置 96a
 电测法液位计 335b
 电厂化学 97b
 电厂年利用小时 293f
 电厂延寿 98d
 电除盐 99c
 电磁阀 100a
 电磁负荷 100c
 电磁感应法(磁力探伤) 73a
 电磁功率 100e
 电磁过滤器 541f
 电磁流量计 106f
 电磁屏蔽 100f
 电磁式(测振) 904a
 电磁式电压互感器 117c
 电磁型自动电压调节器 927c
 电磁振动式给煤机 323e
 电磁制动转矩 101b
 电导率 690b
 电导仪(电导率仪) 680e
 电动阀 101d

- 电动机的投用 37d
- 电动机控制中心柜 36d
- 电动执行器 882c
- 电缆 22a
- 电腐蚀** 101f
- 电工仪表 108e
- 电化学分析法 349f, 678d
- 电化学腐蚀 158f
- 电火花-气体点火器 96c
- 电接触加热淬火 21f
- 电解抛光 189b
- 电缆布置** 102b
- 电缆防火** 102c
- 电缆敷设 619c
- 电缆施工** 103c
- 电缆式电流互感器 106e
- 电缆选择** 104c
- 电力电缆** 104e, 104c
- 电力系统稳定器** 105b
- 电力用油** 105d
- 电流互感器** 106c, 137b
- 电流回路断线保护 735f
- 电流强励倍数 545d
- 电偶腐蚀 159a
- 电屏蔽板 101a
- 电气倒闸操作 109f
- 电气二次回路** 107e
- 电气控制系统 306a
- 电气量检测** 108d
- 电气量指示仪表 108e
- 电气设备布置 915a
- 电气设施(布置) 33b
- 电气设施建筑抗震** 109b
- 电气系统** 109d
- 电气运行技术** 109e
- 电气整套起动试验** 111d
- 电气主接线** 112c
- 电气主设备布置** 115d
- 电去离子工艺 99d
- 电容式电压互感器 117f
- 电液式智能压力(压差)变送器 19f
- 电渗析** 116b
- 电渗析膜 450d
- 电枢反应** 116f
- 电枢绕组 726f
- 电枢线负荷 100c
- 电信号气动长行程执行机构 882a
- 电压和频率偏离额定值的运行 724e
- 电压互感器** 117b, 137c
- 电压回路断线保护 735f
- 电压强励倍数 545d
- 电压调节精确度 926f
- 电压调整率 742f
- 电液转换器 68e
- 电站风机 148c
- 电站锅炉 190b
- 电子吊钩秤 430f
- 电子皮带秤 431a, 440f
- 电子散料秤 430f
- 电子束烟气脱硫** 118e, 812c
- 电阻温度计 760f
- 顶管法 551a
- 顶棚炉墙 212d
- 定滑-定复合变压运行 21a
- 定滑-定调节 361b
- 定量分析 349d
- 定量量相技术** 119d
- 定期计算 331d
- 定期检修 924e
- 定期排污 171f, 869c
- 定速给水泵 324c
- 定速汽轮机 195f
- 定相同步试验 112a
- 定性分析 349d
- 定压运行** 120c
- 定值控制系统 148c
- 定子(透平发电机) 715b
- 定子就位 719a
- 定子漏水 728f
- 定子绕组 726f
- 定子绕组绝缘 727c
- 定子绕组绝缘故障 728e
- 定子绕组冷却 739b
- 定子铁芯 726d
- 定子铁芯改铸 729a
- 定子线棒 727c
- 定子一点接地保护 731b
- 动静部分碰磨** 120c
- 动力燃料特性分析 98a
- 动力燃烧 731d
- 动力透平 584f, 591d
- 动力用煤 423f
- 动力中心柜 36c
- 动平衡(辅机) 156f
- 动圈式显示仪 771f
- 动态采样法(液体燃料) 556e
- 动态调试(自动励磁调节装置) 930b
- 动叶调节轴流风机 148c
- 斗链式卸煤机 676c
- 斗链卸车机 418d
- 斗轮堆取料机 30c
- 斗式提升机 31b
- 独立发电商 287c
- 独立式锅炉构架 201c
- 杜隆-珀蒂(Dulong-Petit) 13a
- 端差 463c, 467d
- 端面损失 506e
- 端子排图 108b
- 短路比** 121b
- 短路特性 742c
- 短期过热爆管 551b
- 断后伸长率 351a
- 断口法 349c
- 断口分析** 121c
- 断口宏观分析 121d
- 断口微观分析 121d
- 断裂力学** 122c
- 断裂韧性** 124e
- 断流调节 360d
- 断路器** 124e, 15a
- 断路器安装** 125d
- 断路器的控制回路 374d
- 断路器网络保护 736a
- 断路器失灵保护 735f
- 断路器误合闸(意外加电

压)保护 735f
 卷面收缩率 354b
断轴 **126a**
 堆石坝施工(灰坝) 264b
 对比性质和对应态原理 857b
 对称过负荷保护 734e
 对接头 104b
 对流传质 893a
 对流换热器 236c
对流换热 **126d**
对流受热面换热 **127b**
 对流再热器 848b
 对数平均温差 262c
 膜构法 551b
 多变量过程 447e
 多变量控制系统 449a
 多次再热循环 848d
 多方过程 624b
 多缸汽轮机 497c
 多回路反馈控制系统 148d
 多级进风 809d
 多级汽轮机 497e
 多级闪蒸法(处理水) 857c
 多级液态排渣燃煤燃气
 轮机 882f
 多筒式烟囱 803c
 多相着火燃烧 781e
多压式凝汽器 **128c**
 多依奇公式 363c
 多用阀 541f
 多油断路器 125a
 多源烟羽抬升公式 817b
 多值性 888b
多种燃料燃烧器 **128f**
 多组元系统 251c
 惰走曲线 530a
 惰走时间 530a

E

额定参数起动 313e, 516b
 额定参数起动(自然循环
 锅炉) 935e
 额定出力 728b

额定容量(额定功率) 496c, 728b
 二次风 190d, 695f
 二次回路检查试验 130f
 二次回路接线图 108a
 二次空气 190d
二次燃料再燃烧 **130a**
二次线施工 **130c**
 二次制浆输灰系统的浓缩
 池溢流水再循环系统 265f
 二次中间再热 899e
 二级点火 96b
 二级旁路 515d
 二进制控制 155d
 二维水质模型 688b
 二氧化硅表 681c
 二氧化硫分析仪 807a
 二氧化碳 292f, 296d

F

发电厂电气系统的运行 **132a**
 发电成本 863c
 发电单位成本 335e
 发电工程动态投资 133c
 发电工程静态投资 133b
发电工程造价 **133b**
发电机保护 **133d**
 发电机-变压器一线路单
 元接线 114a
 发电机变压器组差动保护 733e
 发电机差动保护 733d
发电机电压配电装置 **133d**
 发电机短路保护 733c
 发电机短路状态下的试验 111f
发电机断路器 **134b**
 发电机辅助保护 735e
 发电机后备保护 733f
发电机护环用钢 **135a**
 发电机接地保护 734b
 发电机开路状态下的试验 111f
发电机铁芯用钢 **135c**
 发电机无功出力曲线 720c
发电机效率 **135e**
 发电机异常运行保护 734c

发电机引出线布置 **136a**
发电机引出线及设备 **136d**
 发电机匝间短路保护 733f
 发电机中性点接地方式 115b
 发电机转子漏水 731b
发电机转子用钢 **137f**
 发电机状态监测器 722b
 发电煤耗 847c
 发电煤耗率 335b, 847c
 发电热耗 847c
 发电热耗率 847c
 发电热效率 847d
 发热量 111d
 发散冷却 5e
 发射率 215b
 乏气送粉系统 695f
 阀门 541e
 阀门超前动作 691f
阀门检修 **138b**
 阀门与管道的连接方式 541f
 阀式避雷器 14c
 阀式避雷器的额定电压 15a
 阀式避雷器的雷电冲击
 保护比 15a
 翻车机 418e
 翻模法(冷却塔施工) 387d
 反动度 505f
 反动级 505f, 509f
 反动式汽轮机 497c
 反动式透平 591b
 反击式碎煤机 140b
 反平衡法 227a
反渗透 **138f**
 反渗透系统调试 252a
 反向山谷风 765c
反应度 **139f**
 反应热 162b
 反应速度 480a
 反应物 391a
 反应烟 837f
 反转温度 365b
 范德瓦耳斯, J. D. (Johannes
 Diederik van der Waals,

- 1837~1923) 856f
- 范德瓦耳斯状态方程 856f
- 防爆门 140c
- 防爆设施 140b**
- 防火检测 140d**
- 飞锤式危急保安器 757f
- 飞环式危急保安器 757f
- 飞灰 808d
- 非化学当量燃烧 90f
- 非计划停用率 294c
- 非计划停用系数 294c
- 非计划停运间隔时间 295b
- 非计划停运延续时间 295b
- 非全相运行保护 735d
- 非碳酸盐硬度 690c
- 非自动测量法(定量金
铂) 120a
- 斐克定律 892f
- 废热锅炉 844b
- 废水处理 141b, 302f**
- 废水处理系统 141c
- 沸点 180e
- 沸腾床 487c
- 沸腾曲线 55b
- 沸腾特性曲线 187f
- 费尔普斯, E. B. (E. B.
Phelps, 1925) 687f
- 分部试运转 484f
- 分部性热力系统图 628a
- 分段汽温控制系统 543a
- 分段燃烧 809e
- 分段蒸发 869c
- 分管型燃烧室 608c
- 分流阀 541f
- 分流汽缸 497c
- 分液叶栅 174a
- 分散发电设施 616a
- 分散控制系统 142b**
- 分散式热电联供装置 288d
- 分析建模 308f
- 分析器 680c
- 分压定律 276f
- 分轴方案(燃气轮机) 584f
- 分轴燃气轮机 560a, 591d
- 分子扩散传质 892f
- 粉煤灰 269f
- 粉煤灰改良土壤 144c**
- 粉煤灰硅酸盐水泥 146b
- 粉煤灰砌筑水泥 146b
- 粉煤灰微珠 144f**
- 粉煤灰选铁 145d**
- 粉煤灰用于水泥生产 146a**
- 粉煤灰用于筑路 146e**
- 丰镇发电厂 147b**
- 风道燃烧器 403b
- 风机 148b**
- 风机安装 149f**
- 风机选择 150b**
- 风冷式流化床冷渣器 388e
- 风扇磨煤机 151c**
- 风水共冷流化床冷渣器 388f
- 风罩回转式空气预热器 273c
- 封闭母线安装 455f
- 封闭系统 632f
- 峰值容量(透平发电机) 748e
- 缝隙腐蚀 159a
- 敷管炉墙 212c
- 伏赫保护 151e**
- 浮充电运行方式 778f
- 浮床 389f
- 浮力式液位计 835b
- 浮码头 676a
- 辐流式沉淀池 51c
- 辐流式级 506d
- 辐流式汽轮机 498c
- 辐射测温仪表 761a
- 辐射过热器 237a
- 辐射换热 152a**
- 辐射角系数 154b, 246d**
- 辐射热交换 153b
- 辐射受热面热负荷 417d
- 辐射选择性 154e**
- 辐射再热器 848c
- 辅机检修 509c
- 辅机顺序控制 155c**
- 辅机转子平衡 156b**
- 辅助冷却水系统 157d**
- 辅助绕组励磁 157f**
- 辅助设备保护 83a
- 辅助设备与辅助系统的控
制系统 306c
- 辅助循环锅炉 375a
- 辅助循环蒸发系统 228a
- 辅助蒸汽系统 158c**
- 腐蚀 158f**
- 腐蚀产物试验方法 160d**
- 腐蚀机械磨损 351d
- 腐蚀率 358a
- 腐蚀疲劳 159c
- 腐蚀速度 358a
- 负荷经济分配 513a
- 负荷适应性 197b
- 负序电抗 726c
- 负序电流 729c
- 负序电流承载能力 160e**
- 负序电流监测报警装置 724b
- 负压 797b
- 负压锅炉 191c
- 负压炉膛 213c
- 负压气力除灰系统 488a
- 负压-正压联合系统 488f
- 负压直吹式制粉系统 426e
- 负载入侵过电压保护 395a
- 负载特性 742d
- 复合避雷器 16c
- 复合变压运行 20f
- 复合电压起动的过电流
保护 734a
- 复合弯扭叶栅 174c
- 复合循环锅炉 376b
- 复合循环锅炉起动系统 887c
- 复合循环蒸发系统 228b
- 复膜金相 189c
- 复速级 506c
- 复杂循环燃气轮机 560a
- 傅里叶定律 161a**
- 傅里叶, J. B. J. (Jean Baptiste
Joseph Fourier,
1768~1830) 71b, 161b

覆盖过滤器	544c
覆盖过滤器调试	252c
覆瓦	822c

G

盖·吕萨克定律	394d	钢筋钢	168a	高温形变热处理	777d
盖斯定律	162a	钢筋混凝土构架安装	195c	高温烟气腐蚀	171f
盖斯, G. H. (Germain Henri Hess, 1802~1850)	162b	钢筋混凝土基座	495b	高温移动床颗粒层过滤器	308a
二法(脱硫)	812b	钢筋混凝土循环水管施工	168c	高温再热蒸汽管道	849a
干粉灭火系统	253b	钢筋混凝土烟囱	803b	高温蒸汽管道寿命	172d
干灰场	267a	钢球磨煤机	713f	高效叶型及叶栅	173d
干绝热递减率	79f	钢铁基本组织	168e	高性能发电系统	755a
干索棚	30a	钢烟囱	803d	高压	285e
干球温度	653a	钢中非金属夹杂物	170c	高压加热器	22c, 362c
干湿式冷却塔	796a	钢中气体	170e	高压进汽部分	510a
干湿式联合冷却系统	162c	钢柱	924a	高压油顶轴装置	174c
干湿塔	796a	杠杆重锤式安全阀校验	1e	高中压分缸	518f
干式冷却凝汽装置	163d	高压发电机	718c	高中压合缸	518f
干式冷却塔	795c	高格勒, R. S. (Richard Slechrist Gaugler, 1900~)	620b	高周疲劳	579b
干式冷却系统	165d	高炉煤气燃气轮机	611e	割炬电厂	288a
干式冷却系统的防腐	166f	高能电火花点火器	96d	格罗弗, G. M. (George Maurice Grover, 1915~)	620b
干式湿式串联系统	162d	高浓度灰渣混除系统	674e	格榭型煤粉分配器	425f
干式石灰石粉制备方式	657f	高频高压电火花点火器	96d	隔板损坏	175a
干燥基	441e	高频开关模块式整流器(充电装置)	57a	隔板套	176d
干燥剂送粉系统	427f	高起始响应	171b	隔板与隔板套	175c
干燥无灰基	441e	高起始响应励磁系统	171c	隔离开关	177e
感温探测器(防火)	140f	高斯烟羽模式	78b	隔离开关的控制回路	374f
感应电动势	167c, 742b	高速混合床离子交换器调试	252d	镍镉蓄电池	779c
感应加热淬火	21d	高速磨煤机检修	452e	工程财务评价	178c
刚性吊架	187a	高速暖机	516f	工程国民经济评价	178e
刚性联轴器	399c	高速列车	472c	工程热力学	628b
刚性梁	167e	高速气流换热	171d	工程蠕变极限	638c
刚性转子	747a, 923c	高速弹性调速器	528a	工程师操作站	632e
钢的硫氮与碳氮硫共渗	351b	高梯度电磁过滤器	345a	工程师站	143a
钢的渗氮(氮化)	350d	高温回火	271c	工业电视	179a
钢钎渗铬	351c	高温抗拉强度	348f	工业分析	413a
钢的渗硫	351a	高温螺栓热脆	360b	工业锅炉	190b
钢的渗硼	351b	高温煤气除尘工艺	438c	《工业企业设计卫生标准》	179c
钎的渗碳	350c	高温煤气净化工艺	438c	工艺性能(金属)	538a
钢的碳氮共渗	350e	高温煤气脱硫工艺	438d	工质热力学性质	179f
钎钎架安装	195b	高温强度	457b	工作原理(透平发电机)	714c
钎结构基座	495d	高温屈服强度	348f	功角特性	743a
		高温陶瓷管式过滤器	808a	功率角	171c
				功率图	744d
				功率因数 $\cos\varphi$ 与额定值偏	

差时的运行	745e	管道和仪表图	628a	锅炉构架安装	195a
耗电煤耗	847d	管道施工	184e	锅炉构架钢	205c
耗电煤耗率	335b、847d	管道输煤	186a	锅炉构架计算	205d
耗电热耗	847d	管道水力送灰	35c	锅炉管子用钢	206c
耗电热耗率	847d	管道支吊架	186f	锅炉化学清洗	208b
耗电热效率	847d	管道支吊架调整	187b	锅炉机组	190c
供暖热负荷	622c	管井取水	549f	锅炉给水泵运行	209d
供热汽轮机运行	180f	管内沸腾换热	187e	锅炉给水质量标准	879b
供风式汽轮机	861d	管壳式换热器	260c	锅炉检修	210b
供热系统	181f	管式避雷器	14c	锅炉经济运行	211b
供水设施(布置)	33d	管式空气预热器	188c	锅炉炉墙	211f
供水水文地质勘测	684f	管式汽-汽热交换器	540d	锅炉炉膛	213b
共振干扰	333f	管式微孔过滤器	544e	锅炉炉用耐热合金钢	214c
共振波动	839c	贯通式	118f	锅炉满水	214f
孤立系统	632f	惯性分离式过滤器(空气)	570b	锅炉密封	215b
艾根亥姆, E. A. (Edward, A. Guggenheim, 1940)	631a	灌浆法(地基)	95b	锅炉模拟量控制系统	305c
鼓风损失	507b	光电感烟探测器	140f	锅炉排烟监测	215d
鼓泡床	487c	光谱分析法	678e	锅炉排渣	216c
鼓泡流化床	487c	光学分析法	340f	锅炉膨胀中心	216f
鼓泡流化床锅炉	182c	光学高温计	761a	锅炉汽温调节	217b
鼓泡流化床燃烧	183b	光学金相显微分析	188f	锅炉强度	218c
固定床	486f	规划容量	189e	锅炉燃料	219c
固定床气化工序	431e	硅硫酸盐粉煤灰水泥	116c	锅炉燃烧	220a
固定床床	27f	硅化合物	690f	锅炉燃烧调整	221d
固定码头	676a	硅整流器(充电装置)	56c	锅炉首次点火	223b
固定碳	441c	轨道衡	130f、440e	锅炉受热面吹灰	223c
固定支架	186f	锅炉	190b	锅炉受压元件强度	223f
泻溶强化	355a	锅炉安装	194e	锅炉受压元件强度计算	218d
固态排渣	781f	锅炉保护	82e	方法	218d
固态排渣炉排渣	216d	锅炉爆管	197c	锅炉水压试验	196c
固态排渣炉膛	213c	锅炉本体汽水系统	627a	锅炉停运	224d
固体燃料燃烧	220d	锅炉补给水处理	197f、302b	锅炉外护板	225d
固体物	690a	锅炉补给水处理系统设计	199a	锅炉系统强度	225d
固体硬粒冲蚀	48b	锅炉布置	913f	锅炉性能试验	226d
故障定位	331f	锅炉的选择	920e	锅炉异常运行	227c
故障放电监测装置	722c	锅炉断水	201b	锅炉蒸发系统	227e
故障停炉	225c	锅炉对流受热面	201c	锅炉最大连续蒸发量	226d
刮板捞渣机	183f	锅炉非设计工况运行	201e	锅炉最低稳燃负荷	228c、226c
刮板式给煤机	323c	锅炉辅助设备布置	914d	锅内水处理	228f
关断阀	541f	锅炉附件	202c	锅筒	229d
管壁温度计算	184c	锅炉钢	202f	锅筒吊装	195d
管道和电缆布置	915b	锅炉跟随方式	83c	锅筒内部装置	868d
		锅炉构架	203c	锅筒热状态监视	936e

锅筒式锅炉模拟量控制

系统 230c

锅筒用钢 231a

过程定序式 691d

过程方程 623c

过程控制采集站 231d, 142d

过程输入/输出通道 232a

过电流保护 395b

过电压保护 115c, 735c

过电压保护装置 137c

过渡沸腾 55c

过渡沸腾特性线 55f

过渡区(层流湍流) 18f

过渡燃烧区 781d

过激磁保护 735e

过冷奥氏体转变图 233c

过励磁限制器 234f

过滤 450c, 845d

过滤池调试 251f

过滤器(池) 235a

过滤器 845d

过热器 236d

H

海风 239a

海勘系统 164d

海陆风 239a

海-帕斯圭尔(Hay-Pasquill) 79d

海水 706a

海水水质标准 239d

海水洗涤法烟气脱硫 240a, 811e

亥姆霍兹函数 634c

邯郸发电厂 240f

含湿量 653a

焙 241c, 634b

焙差 241e

焙-焓图(水蒸气) 687d

焙-湿图 653c

焙期 837e

汉纳, S. R. (S. R. Hanna) 79a

焊后热处理 243c

焊剂 242f

焊接 241f

焊接式隔板 175d

焊接线能量 243b

焊接转子 539a

夯实法(地基) 94c

耗散效应 630a

合金钢 243d

合金弹簧钢 701c

合金相分析 244c

合金元素迁移 244d, 359c

和易性 278d

河床式取水 549c

河水 705e

核辐射式料位计 400e

核辐射液位计 835c

核子秤 441a

盒式微压计 797d

黑泵电厂 651e

黑度 245b

黑体 70e, 152c, 245c

黑体辐射 245d

黑体辐射定律 245f

亨利定律 182d

恒力支吊架 187a

桁架式锅炉构架 204a

横滨火力发电厂 246e

横销 879b

烘炉(流化床锅炉) 104c

红脆性 347b

红外分析法(测 CO) 807b

红外光电探测器(防火) 140f

红外线检测 247c

虹吸滤池 236b

后加载叶型 173f

后热 243c

胡泊水 705f

护环 748a

华能珞璜电厂 248a

华能上海石洞口第二电厂 248e

滑参数启动 313c, 516b

滑参数启动(自然循环锅

炉) 935e

滑参数停机 225b, 529c

滑动支架 187a

滑模法(烟囱施工) 803f

滑销系统 879a

滑压调节 361a

滑压运行 20d

滑压运行(除氧器) 66a

滑移面分离断裂 122b

化学除盐 391c

化学除氧 327b

化学发光法(测 NO₂) 807b

化学分析 678c

化学腐蚀 158f

化学监督 249c, 98b

化学检测器 680c

化学抛光 189b

化学清洗废液处理 249f

化学热力学 251a, 628b

化学水处理调试 251d

化学性能(金属) 357f

化学需氧量 691a

化学选煤 344e

化学药剂灭火系统 252e

环锤式碎煤机 140a

环管型燃烧室 609a

环境保护法规 253c

环境风洞 255c

环境风洞实验 255b

环境空气质量标准 256f

环境影响评价 257f

环境影响评价的管理程序 258f

环境噪声标准 259b

环境质量标准 260a

环形煤场斗轮堆取料机 30e

环型燃烧室 609a

换热方程式(对流受热面) 127c

换热器 260d

换热器热力计算 262b

换热器效能 262d

换热系数 263b

灰坝施工 263f

灰场灰水再循环系统 265f

灰的熔融特性 441f

灰分 441c

灰管防垢	264d	混凝	277e, 845b
灰粘度	442b	混凝土浇筑	278f
灰水处理	265a	混凝土施工	278c
灰水再循环系统	265e	混凝土养护	278f
灰水中污染物质的种类 和浓度	265a	混油	279a
灰体	153a, 245c	活塞式压力计	797c
灰渣坝施工	264b	活性(粉煤灰)	270f
灰渣场	266c	活性炭法(脱硫)	812c
灰渣处理	267c	活性炭法联合脱除 SO_2/NO_x 工艺	279f
灰渣处理设施(布置)	33f	活性炭烟气脱硫	279c
灰渣分除	863b	火床燃烧	27f
灰渣分除系统	63d	火电厂大气污染物排放标 准	280e
灰渣混除	863b	火电厂培训仿真机	282b
灰渣混除系统	63c	火电厂噪声标准	259e
灰渣利用	267f	火电厂自动化的主要功能	304f
灰渣特性	269f	火警探测器	140c
挥发分	441b	火力发电	283e
回带管屏	889a	火力发电厂	289a
回火	271b	火力发电厂环境监测	291b
回火脆性	347b	火力发电厂环境影响	292c
回料阀	271d	火力发电厂经济性	293c
回热加热器布置	913d	火力发电厂可靠性管理	294a
回热加热器运行	272b	火力发电厂排放的污染物	296a
回热加热系统	521c, 862d	火力发电厂设计	297b
回热式换热器	260e	火力发电厂施工	298d
回热循环	272d	火力发电厂水处理	301f
回热循环燃气轮机	575f	火力发电厂延长寿命通用 导则	659d
回收法(脱硫)	811c	火力发电厂运行	303a
回转式粗粉分离器	75c	火力发电厂自动化	304c
回转式空气预热器	273a	火力发电厂自动化设计	306d
回转式空气预热器安装	196c	火力发电机组动态特性	308a
回转式空气预热器检修	275a	火力发电燃料构成	309c
混合处理法(化学清洗废 液)	250f	火室燃烧	781c
混合床	390d	火焰辐射	310a, 153f
混合床精处理装置	275d	火焰加热淬火	21c
混合气体	276e	霍赫施泰德, M. (M. Höchstader, 1914年)	105a
混合式换热器	260d	霍姆斯, E. L. (E. L. Holmas, 1935)	393b
混合式加热器	277b		
混合式凝汽器	164d, 462f		
混合塔	796a		
混流式压气机	798c		

J

击穿保险器	14b
机电型自动电压调节器	927b
机炉协调主控制系统	305c
机炉整体控制方式	33d
机械除灰	863b
机械除灰系统	311a
机械处理	648d
机械过滤器	235b
机械搅拌式澄清池	54c
机械量检测	311f
机械抛光	189b
机械式顺序控制器	691d
机械送灰	36b
机械通风冷却塔	386f
机械携带	868c
机组的热膨胀	879d
机组连锁保护试验	312c
机组起动	313a
机组起动后的动作试验 (连锁保护)	312f
机组起动及空负荷试运行	872c
机组起动前整套联动试验 (连锁保护)	312c
机组性能试验	315a
机组运行方式	316b
机组振动	317e
机组整套起动试运行	185b
机组最低出力运行方式	316f
机座隔振	318d
积盐	318f
积盐的形成和防止	97f
基本热网加热器	182b
基地式调节仪表	319f
基尔霍夫定律	153f
基尔霍夫, G. R. (Gustav Robert Kirchhoff, 1824~1887)	71c, 152f, 247c
激光探测器(防火)	111a
吉布斯函数	63c
吉布斯, J. W. (Josiah Willard Gibbs, 1829~1901)	153f

1839~1903)	630a	计算机辅助设计	329d	交流保安电源接线	6e
古福德, F. A. (F. A. Guford, 1969)	78c, 79a	计算机监视系统	331a	交流不停电电源	339d, 928f
微的热力过程	533d	计算机控制系统的抗干扰	333b	交流侧叠加当复励	933a
微的热力计算	532e	计算机系统调整试验	334e	交流电源	929b
微化	116d	记录输出	332f	交流励磁机静止整流器	
微差式氧表	681e	技术管理	299d	励磁	340a
微差寿命	660e	技术监督	303c	交流励磁机励磁	340e
微限磷酸盐硬度	383e	技术经济指标	335b	交流励磁机系统试验	111e
等分式烟窗	803c	季节性降低出力系数	295a	交流励磁机旋转整流器	
集控运行方式	316c	继电器式顺序控制器	691e	励磁	341a
集气瓶法(气体燃料)	556f	继电强行励磁	545e	交轴	747d
集散控制系统	142b	加尔达纳电厂 250MW 循环流化床锅炉	336a	交轴次暂态电抗	726a
集中搅拌楼	278e	加工硬化	354f	交轴电枢反应	716f
集中控制	304f	加热器保护系统	337c	交轴同步电抗	725e
集中控制室装修施工	320b	加速器探伤	337f, 646c	交轴暂态电抗	726b
集中式水汽取样及分析		加氧处理	337f	焦耳, J. P. (James Prescott Joule, 1818~1889)	629a, 629f, 631c
仪表装置	320e	伽利略, G. (Galileo Galilei, 1564~1612)	760c	焦耳-汤姆森系数	365a
集中制粉系统	426d, 610e	尖峰热网加热器	182b	角钢	879d
挤包绝缘电缆	104f	间壁式换热器	260d	蛟龙出渣机	119d
记录法(地基)	94e	司隙激振	906c	较量仪器	108f
给粉机	321c	监视性监测	291c	阶跃响应	341e, 308c
给料装置(流化床锅炉)	322c	检修管理	303c	接触疲劳磨损	354d
给煤机	323a	检修技术	304a	接地方式	110e
给水泵	323e	检修起吊装置	915b	接地装置施工	342b
给水泵安装	324f	检修状态	643a	节流变压运行	20e
给水泵起停控制	325c	减振支吊架	187b	节流式流量计	406f
给水泵汽轮机	325f	剪切强度(灰渣)	270c	节流调节	342d, 360d
给水泵汽轮机控制系统	326c	简单径向平衡法	468c	洁净煤发电技术	342d
给水操作台	202e	简单循环燃气轮机	559f	洁净煤技术	344b
给水除氧	327a	碱度	690d	洁净煤技术示范计划	314e
给水处理	327d	碱性飞灰浆液洗涤法(脱碱)	812b	结构(透平发电机)	715a
给水加热型联合循环发电方案	865d	碱性蓄电池	779c	结构不均匀性	635d
给水控制系统	327f	间接干冷加湿冷却系统	163a	结构和建筑	345f
给水调节阀	329a	间接干式冷却系统	165f	结构特点(水氢氢冷发电机)	682d
给水系统	329a	建厂条件	338e	解理断裂	121e
计划管理	299e	建模	308f	金属材料	346c
计划停运系数	294c	浙扩喷嘴	476b	金属持久强度	347a
计划停运间隔时间	295b	浙缩喷嘴	476a	金属持久塑性	347a
计划停运持续时间	295b	降低出力系数	295a	金属脆性	347a
计示压力	797b	交换容量	392e	金属的腐蚀与防护	97d
计算机断层扫描	646c				

- 金属电子显微技术 347d
 金属短时高温强度 348f
 金属宏观检验 349a
 金属化学成分分析 349d
 金属化学热处理 350a
 金属监督 351d
 金属晶体结构 353b
 金属静力强度 353e
 金属磨损 354b
 金属内耗 354d
 金属强化 354f
 金属热处理 355b
 金属韧性 356a
 金属声学性能 356d
 金属塑性 356e
 金属碳化物分析 356f
 金属性能 357e
 金属氧化物避雷器 16d
 金属氧化物避雷器的参考
 电流 16f
 金属硬度 358c
 金属组织性能变化 359a
 金斯伯里式推力轴承 750c
 紧固件用钢及合金 359e
 紧急停炉 225c
 进汽调节方式 360c
 进相运行 725a, 745f
 近地面层 765b
 经常疏水 665d
 经典热力学 628c
 经济负荷 211b
 经济厚度算法(保温) 7d
 经济运行方式 316d
 晶间腐蚀 159b
 晶界强化 355b
 晶粒度 361b
 晶闸管整流器(充电装置) 56f
 精密过滤 450c
 径流式透平 591b
 径向钻孔泵调速器 528b
 净热效率 847e
 净水系统的调试 251e
 静差率 926f
 静电除尘器 362d
 静电除尘器检修 363e
 静电除尘器调整试验 364a
 静平衡(轴机) 156c
 静态采样法(液体燃料) 556e
 静态参数计算(模拟量控
 制系统) 449c
 静态特性 709c
 静态调试(自动励磁调节
 装置) 930b
 静态稳定 743b
 静叶环 177b
 静叶调节轴流风机 148e
 静止不可控整流励磁 310a
 静止封闭系统的热力学第
 一定律 631d
 静止试验(汽轮机调节系
 统) 527b
 静止整流器励磁 310a
 就地拉和桩法(地基) 94f
 就地控制 364d, 304e
 就地仪表安装 619c
 局部洋火 77d
 局部过热监测系统 722b
 具有超前微分信号的汽温
 控制系统 512f
 绝对黑体 152c
 绝对零度 630c
 绝对嫡 631b
 绝对湿度 652f
 绝对压力 633e, 797b
 绝热过程 623f
 绝热节流 364f
 绝热系统 632f
 绝热指数 624a
 绝缘油 365c
 均速管流量计 196e
- ## K
- 喀喇氏, C. (Constantin
 Karatheodory, 1909) 629f
 卡林那循环 366a
 卡诺定理 630b
 卡诺, S. (Sadi Carnot,
 1796~1832) 367d, 629b, 629c
 卡诺循环 367d
 开闭式结合冷却水系统 157c
 开尔文, Lord (Lord Kelvin,
 原名 William Thomson,
 1824~1907) 629b, 629c
 开尔文温度 630c
 开关柜 368a
 开关量 331
 开关量输出通道 233a
 开关量输入通道 233a
 开关量通道 232f
 开环控制 448c
 开式冷却水系统 157c
 开式燃气轮机 560a
 开式系统(燃烧) 610f
 开式制粉系统 428c
 抗腐蚀性 157f
 抗拉强度极限 354a
 抗扭强度极限 351a
 抗燃油 368d
 抗燃油 368d
 抗弯强度极限 351a
 抗性消声器 578e, 775b
 抗压强度极限 354a
 抗氧化性能 157c
 靠背轮 390b
 柯蒂斯, C. G. (Charles
 Gordon Curtis,
 1860~1953) 498d
 柯蒂斯级 506c
 科斯特罗姆发电厂 369a
 科特雷尔, F. G. (Frederik
 G. Cottrell, 1907) 362d
 颗粒滤料过滤器 845d
 可编程逻辑控制器 370a, 691f
 可锻性 358a
 可焊性 358a
 可控性 197b
 可容系数 142b
 可逆过程 623c, 630a
 可倾瓦轴承 881a

可行性研究	297f	快速流化床	487e	冷拉弹簧钢	701e	
可用能	630a	快速切除负荷	83f	冷却池	382a, 786c	
可用系数	294c	快速型 NO _x	89f	冷却水处理	382d	
克拉珀龙方程	394e	框架式锅炉构架	204a	冷却水防垢处理	383a	
克劳修斯, R. (Rudolf Clausius, 1822~1888)	629b, 629f, 642b	扩散硅压阻式智能压力 (压差) 变送器	20c	冷却水防生物污染	384d	
空床风速	486f	扩散燃烧	781d	冷却水系统	384f	
空分工艺及系统	876d	扩散退火	751a	冷却塔	386b	
空负荷试验 (汽轮机调节系统)	527c	扩散型煤粉分配器	425e	冷却塔施工	387c	
空冷发电机的运行	371b	L			冷却塔制作安装 (脱硫)	813c
空冷发电机空气系统	371d				冷却条件偏离额定值时的运行	716d
空冷凝汽器	163e	垃圾锅炉	379a	冷水电厂	287e, 313a	
空冷塔	795c	拉伐尔, C. G. P. de (Carl Gustaf Patrik de Laval, 1815~1913)	498d	冷酸蚀法	319b	
空冷装置	163d	拉金	822c	冷态启动	313c	
空气断路器	43f, 125b	拉筋	822c	冷态启动 (自然循环锅炉)	935d	
空气分级	371f	拉姆辛式直流锅炉	883c	冷态调试 (模拟量控制系统)	449f	
空气干燥基	441c	拉托, A. (Auguste Rateau)	198e	冷态通风试验 (流化床锅炉)	404a	
空气干燥基水分	441b	拉瓦尔喷嘴	476b	冷效应 (气流)	365b	
空气系统	610e	赖夏特 (Reichardt)	255b	冷一次风机	835c	
空气斜槽输灰系统	488f	兰伯特, J. H. (J. H. Lambert)	153a	冷一次风机系统	426f, 610f	
空气液化循环	876e	兰伯特余弦定律	153a	冷渣器	388c	
空气预热器	372b	兰金, W. J. M. (William John Macquorn Rankine, 1820~1872)	380b	离相封闭母线	136f	
空气预热器冷端平均温度	806d	兰金循环	380b	离心式灰渣泵	35f	
空气预热器振动	372d	浪涌吸收保护	395a	离心式压气机	798c	
空塔流速	486f	劳勃, S. (S. Loeb, 1960)	139e, 450e	离心式真空泵	58d	
空心导线局部堵塞	728f	劳动安全与工业卫生	380e	离子感烟探测器	110c	
空载升压试验	364b	勒夏特列原理	381c	离子交换除盐	391c	
空载特性	712b	雷电冲击残压	15a	离子交换器	389h	
孔板	159a	雷诺, O. (Osborne Reynolds, 1842~1912)	263c	离子交换软化	391a	
控制电缆	373b, 104c	肋的导热	381d	离子交换软化 and 除盐	391a	
控制回路	374c	肋片导流型煤粉分配器	425f	离子交换树脂	391e	
控制接线图	108c	肋片效率	381f	离子交换树脂的污染	393c	
控制屏安装	619b	冷备用状态	643a	离子交换树脂的污染	393c	
控制室照明	374f	冷处理	77d	离子交换树脂的污染	393c	
控制循环 (蒸发系统)	228a	冷脆性	347b	离子交换树脂的污染	393c	
控制循环泵	375c			离子交换树脂的污染	393c	
控制循环锅炉	375e			离子交换树脂的污染	393c	
控制循环锅炉启动	376e			离子交换树脂的污染	393c	
控制循环锅筒锅炉	375f			离子交换树脂的污染	393c	
控制中心布置	377a			离子交换树脂的污染	393c	
快速减负荷	83e			离子交换树脂的污染	393c	

- 送器 19e
- 力学性能(金属) 357e
- 立式斜流泵 793a
- 立式轴流泵 792c
- 立销 879c
- 励磁感应电动势 167d
- 励磁回路过负荷保护 734f
- 励磁回路两点接地保护 734d
- 励磁回路一点接地保护 734c
- 励磁控制系统 741c
- 励磁绕组 747e
- 励磁绕组电流 742b
- 励磁系统保护 394f**
- 励磁系统标称响应 395c
- 励磁系统的分类 741a
- 励磁系统电压响应比 395c**
- 励磁系统顶值电压倍数 395e**
- 励磁系统故障 731d
- 励磁系统试验 111d
- 励式励磁系统 740f
- 利本道夫发电厂 286b
- 利用系数 294c
- 粒度 392d
- 粒度分布 270a
- 连锁保护装置的信号测试 312c
- 连续控制系统 447d
- 连续排污 471f, 869c
- 联氨表 681f
- 联氨处理 395f**
- 联胺废液处理 250d
- 联合国气候变化框架公
约》(FCCC) 762d
- 混合式锅炉构架 204c
- 联合水处理 396c**
- 联合循环余热锅炉 396c**
- 联络变压器 398c**
- 联络变压器保护 398e**
- 联系信号 777b
- 联轴器 399b**
- 链轮-蜗轮蜗杆式盘车
装置 472f
- 链条炉 27f
- 两班制运行 706d
- 两汽循环 400b**
- 两位控制 155d
- 两相流体分配不均 888d
- 料位检测 400d**
- 裂纹深度测量 401a**
- 临界参数 180a
- 临界电压强迫倍数 545e
- 临界截面 476c
- 临界距离 18f
- 临界绝缘直径 622b
- 临界流化速度 486f
- 临界流速 476c
- 临界热负荷 55d
- 临界水费 166d
- 临界态换热 401c**
- 临界压力比 476c
- 临界状态 180a
- 淋水盘式除氧器 64f
- 淋水系统(冷却塔) 388b
- 磷酸根 691b
- 磷酸根表 681c
- 磷酸盐处理 401e**
- “零”排放 402c**
- 零起升压 110c
- 零序电抗 726c
- 刘仙洲(1890~1975) 642b
- 流动边界层 18b
- 流动式起重机 485f
- 流化床锅炉安装 196e
- 流化床锅炉点火装置 403a**
- 流化床锅炉煤的制备系统 403d**
- 流化床锅炉调试 404a**
- 流化床气化工艺 432f
- 流化床燃烧 405a**
- 流化床燃烧技术 405a, 342e**
- 流量检测 406c**
- 流态化 486f
- 疏分 441c
- 硫化腐蚀 159e
- 硫回收工艺 438b
- 硫酸根和氯离子 690c
- 硫氧化物 292d, 296c
- 硫印法 349c
- 六氟化硫 407a**
- 六氟化硫断路器 125c
- 龙鼓滩发电厂 407e**
- 漏风率(除尘器) 63b
- 漏汽损失 507c
- 漏氢 731f
- 炉底灰 808d
- 炉顶起重机 486d
- 炉内喷钙增湿活化法脱
硫 408b, 812c**
- 炉排面可见热负荷 28b
- 炉墙保温计算 409c**
- 炉墙材料 409f**
- 炉膛安全监控系统 411c, 144a**
- 炉膛爆炸 413e**
- 炉膛出口烟气能量偏差 414c**
- 炉膛出口烟气热偏差 414c
- 炉膛出口烟气温度 117d
- 炉膛换热 414f**
- 炉膛火焰检测 415d**
- 炉膛截面热负荷 213d, 417b
- 炉膛灭火 416b**
- 炉膛热力特性 416f**
- 炉膛容积热负荷 213d, 117a
- 炉膛选型 417e**
- 鲁奇气化炉 432a
- 陆风 239b
- 陆路输煤 418c**
- 录磁成像法(磁力探伤) 72f
- 路易斯, G. N. (Gilbert
Newton Lewis,
1875~1946) 631a
- 露点 653a
- 伦福德, Count von (Count
von Rumford, 原名
Benjamin Thompson,
1798) 628f, 651c
- 轮式磨煤机 900b
- 轮系振动 820c
- 轮周功率 533c
- 罗蒙诺索夫, М. В. (Михаил
Васильевич Ломоносов,
1711~1765) 628f

罗森瑙, W. M. (W. M. Rohsenow)	55d
密封保护试验	450b
螺旋板换热器	261d
螺旋出渣机	419d
螺旋管联箱式加热器	22e
螺旋管圈水冷壁安装	196a
螺旋给粉机	322a
螺旋式卸煤机	676d
螺旋卸车机	418d
螺旋抽式盘车装置	172d
洛奇, O. J. (Oliver J. Lodge, 1885)	362d
洛氏硬度	358e
络合清洗	419f, 209a
落锤试验	356c

M

马太酸(1915~)	775d
马丁巴发电厂	420a
马赫数	476b
马氏体	169c
马氏体耐热钢	421c
埋刮板输送机	31b
麦尔公式	13c
麦尔, J. R. von (Julius Robert von Mayer, 1814~1878)	629a, 631c
迈克尔斯, A. S. (A. S. Michaels, 1960)	450c
麦克斯韦, C. (Clerk Maxwell, 1831~1879)	630c
麦克因托电厂	288b
脉冲量	331d
水压式安全阀校验	2a
铁片荧光法(测 NO_x)	807b
脉冲油泵	528c
脉动	888a
满负荷试运行	872f
猫爪倾销	879c
毛热耗	847d
煤	422a
煤层气	345e

煤层气开发利用技术	345e
煤场排水处理	425b
煤的解冻设施	419d
煤粉分配器	425d
煤粉细度	442c
煤粉着火指数	442c
煤粉制备系统	426c, 862e
煤粉制备系统爆炸	428d
煤粉制备系统顺序控制	429c
煤粉制备系统运行	429f
煤粉重力筛分试验	144b
煤量检测	430e
煤气的低温脱硫	875d
煤气低温净化	875d
煤气高温净化	875e
煤气化工艺	431b, 871f
煤气化燃料电池及其联合循环发电技术	343c
煤气净化工艺	436d, 875c
煤气燃烧器	438f
煤燃烧后的污染物排放控制技术	343f
煤燃烧前的污染物排放控制技术	343c
煤燃烧中的污染物排放控制技术	343e
煤水比	17f
煤水浆技术	186c
煤炭储运系统	439c
煤炭破碎设施	440a
煤炭气化技术	345c
煤炭取样和计量装置	440d
煤炭洗选技术	344d
煤炭液化技术	345d
煤沾污特性的判别	144b
煤质分析	441a
门式抓斗起重机	30b
门型滚轮堆取料机	30d
门座起重机	186d
蒙坦尼亚发电厂	445a
蒙特卡罗粒子轨迹模式	79d
弥散强化	355a
密度	633f

密封油系统	446b, 547c
密封油系统的运行	547c
密切尔(Mitchell)式推力轴承	750b
密相气力输送	588f
面式减温器	517d
面源的高斯模式	79a
灭磁	447c
铭牌容量	196c
模拟量	331b
模拟量控制系统	447d, 143f, 505c
模拟量控制系统调整试验	449e
模拟量输出通道	232e
模拟量输入通道	232c
模拟量通道	232c
模拟式控制系统	419d
模拟式仪表	618e
模拟图	332c
膜沸腾	55a
膜分离技术	450c
膜式水冷壁	674a
膜态沸腾	450f
膜状凝结换热	869e
摩擦和通风损耗	135f
磨料磨损	554c
磨煤电耗	451b
磨煤机	451b
磨煤机安装	451e
磨煤机出力	451d
磨煤机检修	452a
磨煤机耐磨材料	452f
磨煤机选型	453d
磨损性(灰渣)	270b
末级叶片强度振动	454c
莫利, Y. (Y. Mori)	673d
莫斯科第 26 热电厂	455a
母管制系统	329b
母线安装	455e
母线式电流互感器	146c
N	
纳滤膜	450d

- 钠度计(pNa计) 681b
 钠离子 690d
 钠离子交换器 391b
 耐火材料 409f
 耐火捣打料 410d
 耐火度(灰渣) 270b
 耐火浇注料 410a
 耐火可塑料 410d
 耐磨合金钢 452f
耐热钢 **457a**
 挠性联轴器 399e
 挠性转子 747a, 923c
 内部受迫运动换热 663f
内江高坝发电厂 100MW
 循环流化床锅炉 **458a**
 内漏氢 723f
 内螺纹管 674b
 内能 634b
 内能焓 837e
 内切换 326b
内燃机发电厂 **459b, 289f**
 内应力松弛法直轴 892c
 能量贬值原理 630d
 内斯特, W. (Walter Nernst, 1864~1941) 629c, 630f
尼德奥森发电厂 **460a**
 逆功率保护 735c
 逆流式空冷凝汽器 163f
 逆流再生固定床 389e
 逆循环 633c
 年节约吨标煤净投资 616b
 年热负荷持续曲线 622d
 黏性底层 19b
 柠檬酸废液处理 250c
凝结水泵 **461b**
 凝结水处理系统调试 252c
 凝结水过冷度 167d
 凝结水节流控制 513c
 凝结水精处理 302c
凝结水精处理 **462b**
 凝结水升压泵 461c
 凝结水再循环管道 919e
 凝聚 277e
凝汽器 **462e**
 凝汽器安装 **464b**
 凝汽器管材 **465a**
 凝汽器检漏装置 **466a**
 凝汽器胶球清洗装置 **466b**
 凝汽器热力特性 **466f**
 凝汽器热力特性曲线 466f
 凝汽器运行 **467c**
 凝汽式电厂 289d
 凝汽式给水泵汽轮机 326a
 凝汽式汽轮机 497c, 861d
 凝汽式汽轮机调节系统 525b
 凝汽系统 463a, 521c
 牛顿公式 263b
 牛顿, I. (Isaac Newton, 1642~1727) 71b, 126f
 牛顿冷却定律 70c, 126f
 扭叶片(压气机) 798f
 扭叶片级 168b
 扭叶片级气动热力设计 **468b**
 扭转振动 827c
农业用水水质标准 **469e**
农用粉煤灰中污染物控制标准 **470a**
 浓淡偏差燃烧 89a
 浓淡燃烧技术 90f
 努塞尔, E. K. W. (Ernst Kraft Wilhelm Nusselt, 1882~1957) 71b, 263e
 暖风器 545b
 暖管 516c
 诺加兰电厂 286b
 诺莱特 (Abbe Nallet) 139e

P

 爬模法(冷却塔施工) 387f
 帕森斯, C. A. (Charles Algernon Parsons, 1854~1931) 283f, 498d, 716a
 帕斯圭尔, F. (F. Pasquill) 78c, 80b
 帕斯圭尔-吉福德曲线 78c
 排粉风机 **471a**
 排灰渣装置 **471b**
 排气式避雷器 14c
 排气助燃锅炉联合循环 597d
 排气助燃型联合循环改造
 方案 864c
 排污 869c
排污系统 **471e**
 排烟监测项目 215e
排渣控制阀 **472a**
 排渣率 268b
盘车装置 **472c**
 盘车装置检修 509b
盘山发电厂 **473d**
 旁路控制系统 305e
 旁路母线运行 119a
 抛煤机炉 27f
 抛弃法(脱硝) 811c
 泡沫灭火系统 253a
 配合比设计 278d
配汽机构 **475b**
喷管 **475f**
 喷射冷却装置 786b
 喷射式凝汽器 164d
 喷水池 786b
喷水减温器 **476f, 217f**
喷雾干燥法烟气脱硫 **477c, 812c**
 喷雾灭火系统 771f
 喷雾填料式除氧器 64f
喷嘴调节 **478c, 360d, 708b**
 膨胀式温度计 760d
 皮带电子重力式给煤机 323c
 皮带给煤机 323c
疲劳 **478c**
 疲劳断裂 121f
疲劳腐蚀交互作用 **479e**
 疲劳环境交互作用 479f
 疲劳极限 478f
 疲劳曲线 478c
 偏差燃烧 90f
 偏离汽泡沸腾 188a
 片状珠光体 711b

漂珠 144f, 269c
 飘尘 292d, 296c
 飘浮油 841e
 频率及电压偏差时的运行 ... 744f
 功率特性 308c
 平衡常数 480a
 平衡精度 157a
 平衡盘 480d
 平衡通风 213f
 平衡通风锅炉 191c
 平衡移动定律 381c
 平均比热容 13e
 平均射程 310d
 平流式(卧式)沉淀池 51c
 平盘式磨煤机 900b
 平行双轴的“2/低”方案
 (燃气轮机) 585f
 平行双轴的“2/高”方案
 (燃气轮机) 585c
 平圩发电厂 480e
 普埃托拉诺 IGCC 示范
 电厂 481c
 普朗克定律 152c
 普朗克, M. (Max Planck,
 1858~1953) 71c, 152c,
 629f, 631a
 普朗特, L. (Ludwig Prandtl,
 1875~1953) 18a, 71b,
 127a, 263c
 普通阀式避雷器 15b
 曝气-吹脱 482d

Q

齐格诺吉(Zsignogy) 450e
 启动(透平发电机) 720f
 启动/备用变压器 484a
 启动锅炉 158e
 启动旁路系统 885c
 启动汽源 484c
 启动疏水 665d
 启动调整试验 484d
 起始晶粒度 362c
 起、停操作指导 331f

起停机保护 736a
 起重机械 485c
 起重特性曲线 485e
 气垫带式输送机 31c
 气缸(燃气轮机) 592b
 气缸(压气机) 798f
 气固两相流化床工艺 486e
 气化热 180e
 气力除灰 63e, 863b
 气力除灰系统 487f
 气力输送 187a
 气流床气化工工艺 434c
 气流床气化炉 873b
 气流分布试验 364c
 气体常量 394e
 气体辐射 489a
 气体绝缘金属封闭开关设
 备施工 489d
 气体绝缘金属封闭开关装
 置 489f
 气体灭火系统 252f
 气体燃料 490c
 气体燃料储运系统 490f
 气体燃料分析 491c
 气体燃料燃烧 220c
 气体容积法 349c
 气体悬浮吸收工艺 787b
 气液磁密 100c
 气源线 742b
 气相色谱分析(变压器油) ... 910c
 气相色谱仪 807d
 气压浮升(烟囱施工) 804c
 汽车衡 440f
 汽车列车 846f
 汽车起重机 185f
 汽车运煤 419b
 汽封 491d
 汽缸法兰结合面变形处理 ... 493c
 汽缸负荷分配 501a
 汽缸检修 508f
 汽缸裂纹处理 493f
 汽缸螺栓热紧 502b
 汽缸支承方式 878a

汽耗率 272e, 521a
 汽机跟随方式 83c
 汽轮发电机基座施工 494c
 汽轮发电机组布置 913a
 汽轮发电机组基座 495a
 汽轮发电机组轴系 495e
 汽轮机 495f
 汽轮机安装 500c
 汽轮机保安系统 503b
 汽轮机保护 503d, 82f
 汽轮机本体 503e
 汽轮机本体安装 500d
 汽轮机本体疏水系统 504b
 汽轮机超速试验 504f
 汽轮机的容量 496c
 汽轮机的输出功率 496e
 汽轮机的型式与分类 497b
 汽轮机电液调节系统 526d
 汽轮机定期运行试验 505b
 汽轮机发电厂 289c, 861d
 汽轮机辅助设备布置 913e
 汽轮机工作原理 496b
 汽轮机构造 495f
 汽轮机级 505e
 汽轮机级内损失 506e
 汽轮机监视仪表 507d
 汽轮机检修 508d
 汽轮机进汽部分 509f
 汽轮机经济运行 512a
 汽轮机控制系统 513d, 305d
 汽轮机“冷端”优化设计 163f
 汽轮机旁路系统 515c
 汽轮机启动 516b
 汽轮机汽缸 517e
 汽轮机汽缸铸件 520e
 汽轮机热力特性 520f
 汽轮机热力系统 521a, 627a
 汽轮机首次通汽启动 522c
 汽轮机甩负荷试验 523e
 汽轮机调节系统 524c, 513d
 汽轮机调节系统静态特性
 试验 527a
 汽轮机调节系统静态特性 ... 527b

汽轮机调速器	527e	强度	354f	去湿装置	177a
汽轮机停运	529b	强度极限	351a	去应力退火	751d
汽轮机通流部分	530e	强励限制单元	234f	全厂报警信号	777b
汽轮机通流部分热力计算	532a	强迫停炉率	294e	全厂性热力系统图	627e
汽轮机性能试验	534b	强行励磁	545c	全厂总体规划	552a
汽轮机选择	920b	强制对流换热	663f	全辐射高温计	761b
汽轮机叶片用钢	535b	强制对流蒸发	188a	全固体物	690a
汽轮机异常工况运行	535e	桥架型起重机	485d	全挥发性处理	552e
汽轮机油	536c	桥式悬臂抓斗卸煤机	676b	全面腐蚀	158f
汽轮机油系统	536f	桥式抓斗起重机	30c	全能量系统	615f
汽轮机转子	537e	桥型混匀取料机	30e	全三元法	169b
汽轮机转子用钢	539b	切换母管制系统	329c, 921b	全世界容量最大的单轴式 汽轮发电机组	369a
汽轮机自起停及负荷自动 控制系统	514f	切向弯曲振动	827e	全水分	141b
汽轮机自起停控制	539d, 305d	切向叶片式燃烧器	784e	全速汽轮机	198a
汽轮机组	496d, 503e	切削加工性	358b	全液冷发电机	718f
汽门快控技术	540b	青山发电厂	545e	泉室	350d
汽门全开容量	496e	轻型结构机组(燃气轮机)	587d	缺级运行	536b
汽门提升机构	475d	轻型炉墙	212b		
汽-汽热交换器	540c, 217f	轻型燃气轮机	359e		
汽水分层	686c, 868d	氢脆	159c		
汽水分离器	887c	氢脆断裂	122a		
汽水管道路	541a	氢氟酸废液处理	250b		
汽水管道路附件	541e	氢冷发电机的运行	546e		
汽水管道路系统检修	509b	氢冷发电机转子通风孔堵 塞	731a		
汽水管理流程图	627e	氢冷或水冷系统密封试验	719f		
汽水膨胀	47e, 885f, 887a	氢气辅助系统的监测与诊 断	723c		
汽温控制系统	542c	氢气湿度过高	731f		
汽温汽压骤降	543d	氢气系统	547e, 546f		
气源切换	326b	氢气系统的运行	546f		
汽源	242d	氢气站	548b		
率连调节	59d	氢阳离子交换器	544d		
铅酸蓄电池	777e	球式磨煤机	900b		
铅酸蓄电池的额定容量	778d	球状珠光体	711b		
前馈、反馈控制系统	448f	曲线趋势显示	332c		
前馈控制系统	448e	屈服点	353f		
前置泵	324d	屈服强度	353f		
前置过滤器	544a	取地表水设施	548e		
前置循环 PFBC	853d	取地下水设施	549f		
前置预热器	545a	取水构筑物施工	550e		
甜菜车	847a	取水设施	551d		
气水型冷却池	382c	取源部件安装	619b		
气功限制器	938d				

R

燃尽风	891f
燃料电池	553a
燃料分级	130d
燃料管理	555a
“燃料”空气”系统	604e
燃料利用系数	616d
燃料设施(布置)	33c
燃料型 NO _x	39f
燃料制备	610d
燃料质量监督	555f
燃煤混配	557f
燃气发生器	584f
燃气轮机	558c
燃气轮机安装	562a
燃气轮机的比功	575a
燃气轮机的额定功率	558c
燃气轮机的循环热效率	574f
燃气轮机的支承	589f
燃气轮机发电厂	562d, 289d
燃气轮机发电厂设计	565c
燃气轮机检修	569b
燃气轮机空气过滤器(空 气)	570a

燃气轮机控制系统	571b	机	611b	热化系数	623a
燃气轮机盘车装置	573d	燃油处理系统(燃气轮机		热化学试验	621a
燃气轮机起动程序	572f	发电厂)	566d	热挤压三通	185c
燃气轮机起动系统	574a	燃油燃气锅炉运行	612c	热绝缘	621f
燃气轮机热力循环	574f	绕组的固定结构	727d	热绝缘材料	88b, 622a
燃气轮机使用的燃料	576c	热备用及热起动(循环流		热力不均匀性	635a
燃气轮机通流部分清洗系		化床锅炉)	791c	热力除氧	327b
统	578a	热备用状态	642f	热力负荷	622c
燃气轮机消声器	578d	热泵	613c	热力过程(汽轮机)	532b
燃气轮机与联合循环机组		热处理工艺性能	358b	热力过程	623c
的典型故障	579b	热传导	614c, 70b	热力过程方程	623e
燃气轮机与联合循环机组		热磁式氧量仪	807b	热力过程线	623e
的验收试验	581c	热脆性	347c	热力内边界层	765e
燃气轮机运行	583a	热岛环流	766a	热力设备金属腐蚀防护	624d
燃气轮机正常停机	573b	热的电模拟	631d	热力设备停用保护	625a
燃气轮机轴系方案	584c	热电比	617a	热力设备运行中腐蚀防护	626a
燃气轮机总体结构	587b	热电厂	289d, 861d	热力特性方程式(汽轮机)	520f
燃气透平	591a	热电厂端热网加热器	636b	热力特性曲线	520f
燃气透平冷却系统	593c	热电厂发电热效率	616c	热力系统	626f
燃气透平叶片材料	594e	热电厂供热热效率	616c	热力系统热平衡图	521d
燃气透平叶片腐蚀	595c	热、电、冷三联产技术	615e	热力型 NO _x	89f
燃气透平转子材料	595f	热电联产	861d	热力学	628a
燃气-蒸汽联合循环	596b, 670b	热电联产电厂	615b	热力学第二定律	629d
燃气-蒸汽联合循环机组		热电联产工程经济性	616b	热力学第零定律	630e
控制系统	600b	热电联产汽轮机	616f	热力学第三定律	630f
燃气-蒸汽联合循环机组		热电联产循环	617e	热力学第一定律	631b
运行	601c	热电偶	760d	热力学温标	630c, 634a
燃烧产物	394a	热电温度计	760d	热力学系统	632e
燃烧过程数值计算	603f	热电现象	760e	热力循环	633a
燃烧控制系统	604c	热电造水	857c	热力状态参数	633d
燃烧器安装	196b	热对流	70b	热模拟	634d
燃烧器检修	605f	热(重)分析	442e	热喷涂	22a
燃烧器区域壁面热负荷	417c	热风送粉系统	428a, 695f	热膨胀补偿器	512b
燃烧设备	606c	热辐射	70d	热偏差	635a, 888c
燃烧室(锅炉)	213b	热负荷变化系数	622c	热平衡方程式(对流受热	
燃烧室	606f	热工量检测	618b	面)	128a
燃烧室材料	609b	热工仪表控制系统安装	619a	热平衡算法(保温)	7e
燃烧室的布局	587e	热功当量	631d	热容	180c
燃烧室结渣(锅炉)	609c	热功率	213d, 416f	热水供应热负荷	522d
燃烧调整试验	221e	热管	619f	热酸蚀法	349b
燃烧脱硫	610c	热管空气预热器	620d	热损失法	227a
燃烧系统	610c	热耗率	272f, 496e, 521a	热态起动	313c
燃用低热值煤气的燃气轮		热化发电率	616d	热态起动(自然循环锅	

炉) 935d
 热态调试(模拟量控制系
 统) 450b
热网 **635e**
热网加热器 **636b**
 热效应(节流) 363b
 热悬挂 579c
 热一次风机 835c
 热一次风机系统 426f, 610f
 热应力与热变形 314c
 热轧弹簧钢 701c
热阻 **636d**
 人工时效 658f
人机接口站 **637b**
 人员培训 303d
 韧脆转变温度 76d
 韧窝断裂 122b
 韧性断口 121d
 H(月)热负荷持续曲线 622d
 容积密度(灰渣) 270b
 容积式流量计 406c
 容量分析法 678c
 溶解固体物 690a
 溶解氧表 681c
 溶解携带 868b, 871c
 溶解携带系数 871c
 溶解氧 691a
 溶解氧表 681d
 溶解油 841e
 熔点 180e
 熔焊 242a
 熔化热 180e
 熔融床气化工工艺 436c
蠕变 **637f**
蠕变断裂 **639b**
 蠕变空洞 639d
蠕变疲劳交互作用 **640a**
 蠕变试验机 638f
 蠕变速度 638b
 乳化石 841c
 入厂煤取样装置 440d
 入炉煤取样装置 440d
 软化器 391b

软件调试 335a
 润滑油压过低保护 93d
 若松电厂 288a

S

萨顿模式 79d
 塞贝克, T. J. (Thomas
 Johann Seebeck,
 1770~1831) 760c
 塞贝克效应 760c
 三比值法 910c
 三冲量给水控制系统 328d
 三次风 693f, 752c, 891e
三次谐波励磁 **641a**
 三分之四断路器接线 113e
 三级点火 96b
 三级旁路 515d
 三级燃烧 91e, 130d
 三阶段法部件寿命评定 659f
 三晶界裂纹 639c
 “三列式”布置 33a
 三流环式密封油系统 446f
 三通 512a
 三维水质模型 688a
 三相点 686f
 三油楔轴承 880f
 三隅电厂 286b
 三轴方案(燃气轮机) 586d
 扫描电子显微镜 348b
 扫描透射电子显微镜 348e
 色谱分析法 678c
 瑟马克, J. E. (J. E.
 Cermak) 255c
山谷风 **641c**
痛 **642a, 634c**
 上边界层 765b
 上海闸北燃气轮机发电厂 287c
 上网电价 293f
 上位计算机 143a
 少油断路器 43f, 125a
 少蒸汽无负荷运行 707a
 蛇形管联箱式加热器 22e
 设备采购 298b

设备规范书 920a
设备运行状态 **642e**
 设备诊断技术 925h
 设计程序 297h
设计容量 **643c**
 设计寿命 660a
设计原始资料 **643d**
 射电频率监测器 723a
 射汽抽气器 57f
 射水抽气器 58h
 射水法(板基施工) 924a
射线探伤 **644f**
 深水型冷却池 382b
渗铝 **646d**
 渗渠 550c
 渗透 150c
渗透探伤 **647a**
 渗透性(灰渣) 270c
 渗析 450c
 升华热 180c
升压变压器 **647b**
 升压变压器高压侧零序保
 护 734a
 生产调度通信 31f
 生产工艺热负荷 622c
 生产管理体制 303e
 生产管理通信 31e
 生产技术管理 303b
 生产经营管理 303b
 生化处理 648c
 生化需氧量 691a, 841f
生活水系统 **647f**
生活污水处理 **648c**
《生活饮用水卫生标准》 **649b**
 生物热力学 628c
 生物中的迁移转化(污染
 物) 767a
声发射 **649f**
 声光输出 333d
 声学滤波器 775b
省煤器 **650a**
 剩余寿命 660f
 失步保护 735d

- 失磁保护 735a
- 失稳 881e
- 失稳转速 906b
- 失效分析 650d
- 施工管理 298f
- 施工图设计 298a
- 施工综合计划进度表 300c
- 施工总平面布置图 300c
- 施工组织 298d
- 施工组织总设计 300b
- 施瓦茨蓬普发电厂 651e
- 湿法(脱硫) 811d
- 湿空气 652e
- 湿空气透平循环 653d
- 湿汽损失 507c
- 湿球温度 653a
- 湿式除尘器 654f
- 湿式冷却塔 794f
- 湿式石灰石浆液制备方式 657e
- 湿视密度 392d
- 湿真密度 392d
- 石横发电厂 655d
- 石灰石-石膏法(脱硫) 811d
- 石灰石洗涤法烟气脱
硫 656a, 811d
- 石灰石制备系统 657c
- 石墨化 658a, 359c
- 石墨化评级 658c
- 时间定序式 691d
- 时间离散控制系统 449d
- 时间连续系统 449d
- 时效 658f, 359c
- 时效脆性 347d
- 实际晶粒度 362c
- 使用系数(电动机) 37b
- 下料和采样系统 255e
- 世界上单机容量最大的
1300MW 燃煤机组 445a
- 世界第一台透平发电机 716a
- 事故分析 331f
- 事故分析信号 777a
- 事故和预告信号 776e
- 事故性监测 291c
- 事故追忆 331f
- 试验建模 309a
- 试运调整(流化床锅炉) 404c
- 收到基 141e
- 寿命管理 659b
- 寿命预测 660c
- 寿命在线监测 661f
- 寿命诊断技术 662e
- 受迫运动换热 663f
- 受热面安装 195d
- 受热面回转式空气预热器 273d
- 受热面沾污 664c
- 疏放水系统 665c
- 疏水泵连接方式 522c
- 疏水冷却段 29f
- 疏水系统 522b
- 疏水逐级自流连接方式 522c
- 输煤建筑物施工 665e
- 输煤系统顺序控制 666d
- 输入输出法 227a
- 输入/输出调试 331e
- 树脂粉覆盖过滤器 666f
- 树脂浇注式电流互感器 106f
- 竖流式沉淀池 51d
- 数据采集和处理系统 305b
- 数据采集系统 143f, 331a
- 数据处理中心 667b
- 数据服务器 667b
- 数据高速公路 667f
- 数据通信网络 667f
- 数字式控制系统 419d
- 数字式调节仪表 668d
- 数字式仪表 109a, 618e
- 数字式自动电压调节器
(DAVR) 927e
- 数字显示仪表 772c
- 用电负荷试验 523e
- 甩负荷试验 669c
- 甩汽负荷试验 524a
- 双波纹管差压计 797d
- 双壳体 390b
- 双层壳体圆筒式 324a
- 双层、三层滤料过滤器 233c
- 双冲量给水控制系统 528c
- 双抽汽式汽轮机调节系统 59f
- 双工质循环 670b
- 双碱法(脱硫) 812a
- 双金属复合材料 153a
- 双进双出钢球磨煤机 714d
- 双流过滤器 235c
- 双流环式密封油系统 146d
- 双流再生固定床 589c
- 双母线接线 112f
- 双目的造水 857c
- 双室床 390c
- 双室浮床 390c
- 双水内冷 739a
- 双锅壳燃烧器 784a
- 双线铁碳平衡图 711d
- 双液淬火 77a
- 双轴汽轮机 597f
- 双轴透平发电机 715f
- 水泵房控制 670f
- 水冲击 671a
- 水处理设施(布置) 33c
- 水处理系统顺序控制 671d
- 水滴携带 871a
- 水滴型曝气-吹脱 182f
- 水断路器 125a
- 水分 411b
- 水封斗式排渣装置 675d
- 水垢 672b
- 水垢的形成和防止 97c
- 水垢试验方法 673a
- 水环式真空泵 58c
- 水灰场 266c
- 水冷壁 673f
- 水冷螺旋冷渣器 388d
- 水力不均匀性 635b
- 水力除灰 63d, 863b
- 水力除灰系统 674c, 863b
- 水力积粉仪 631f
- 水力排渣槽 675b
- 水力排渣装置 675b
- 水力输送管 36a
- 水力循环式澄清池 54c

- 水路输煤 676a
水煤炭技术 345a
水萘系统 774f
水内冷定子水系统 677d
水内冷发电机的运行 676e
水内冷发电机冷却水系统 677c
水内冷发电机漏水监测装置 724a
水内冷转子水系统 677f
水凝硬性(粉煤灰) 270f
水平缠绕管圈 888f
水平中开式 324a
水汽试验方法 678a
水汽质量标准 679a
水汽质量监测仪表 680b
水汽质量监督 682a
水氢氢冷发电机的运行 682d
水上浮运 550e
水体热污染防治 683d
水体中的迁移转化(污染物) 766e
水位表 684d, 202d
水文地质 684f
水文地质测绘 685a
水文地质勘测 685a
水循环 685c
水蒸气 686e
水质检验 649e
水质模型 687e
水质污染监测 688f
水质要求(水内冷发电机) 676f
水质指标 689f
水中沉管法 550f
顺流式空冷凝汽器 163e
顺流再生固定床 389d
顺逆流组合式空冷凝汽器 164a
顺序控制 691c
顺序控制系统 143f, 303e
瞬间甩负荷快控保护 691f
瞬态(变)电机 726b
斯卡贝克发电厂 692f
斯忒藩-玻耳兹曼定律 70e, 152e
斯忒藩-玻耳兹曼定律公式 153b
斯忒藩, J. (Josef Stefan, 1835~1893) 71c, 152c
斯特里特, H. W. (H. W. Streeter, 1925) 687f
斯特林发动机 694b
斯特林, R. (Robert Stirling, 1790~1878) 694b
斯特林循环 693f
四管 197c
四极式发电机 715e
伺服马达 67d
松浦火力发电厂 694c
送风机 695f
苏尔古特二号电厂 286d
苏尔寿式直流锅炉 883d
速度比 533c
速度三角形 533a
速度式流量计 406d
速度系数 476d, 506f
塑性 353e
塑性弯曲 921d
酸度计(pH计) 680f
酸碱度 296e
酸碱废水处理 696a
酸洗 696f
酸雨 696f, 292f
绥中发电厂 697e
随动控制系统 418c
随机扩散模式 79d
碎煤机 440a
碎渣机 699c
损坏分析 650e
缩放喷管 476a
索里拉金, S. (S. Sourirajan, 1960) 139e, 450e
- T**
- 塔式起重机 186b
台板就位 500e
台中火力发电厂 700a
太原第一热电厂 288d
泰勒扩散理论 78e
弹簧钢 701b
弹簧管压力计 797d
弹簧滑阀式调压器 39b
弹簧基座 197d
弹簧式安全阀校验 1f
弹簧支架架 18, a
弹塑性断裂力学 123e
弹性模量 353f
弹性式压力计 797c
弹性弯曲 921c
坦帕 IGCC 示范电厂 701d
碳化物 170a
碳素钢 703d
碳素弹簧钢 701c
碳酸盐硬度 690c
碳整合技术 25b
汤普森, H. S. (H. S. Thompson, 1859) 393a
套管成孔灌注桩 921b
套管式电流互感器 106f
套装叶轮拆装 703e
套装转子 538a
特纳尔, D. B. (D. B. Turner) 80b
特殊锅炉构架 204d
特征气体法 910c
梯度传输模式 79b
梯形图 370b
提升床 390a
体积流量 406c
体外再生系统 704c
体胀系数 180f
天然水 705d
填料塔型曝气-吹脱 483c
条件屈服强度 354a
条件蠕变极限 638c
条形图 332i
温差系数 926c
调峰运行 706c
调节阀 707c, 541i
调节级 708b
调节级的热力计算 708b

调节汽门 475b

调节特性 **709c**

调节系统安装 502f

调节系统的动态特性 710a

调节系统静态特性曲线 709d

两频叶片振动强度安全
 准则 828f

调速器特性 528a

调速系统检修 509b

调电运行 707b, 725c

调整特性 742f

调质 **710c**

铁磁谐振及其阻尼 118c

铁路货车 847a

铁镍蓄电池 779c

铁素体 169a

铁素体耐热钢 **710d**

铁损耗 135e

铁碳平衡图 **710d**

铁碳相图 710c

铁芯冷却 740c

停机(透平发电机) 721f

停机不停炉方式 317b

停机后通风冷却 530c

停用状态 642f

停滞和倒流 888d

通风空调热负荷 622c

通流部分安装 501f

通信网络 143a

通用压力锅炉起动系统 887d

通用压缩因子图 857b

同步电抗 725e

同步发电机 **711e**

同步回路 **712d**

同步器 **713b**

同时使用系数 622d

同位素测厚仪 27a

钙损耗 135c

统计模式 79d

统计热力学 628d

筒式磨煤机 **713f**

筒式磨煤机安装 451e

筒式汽-汽热交换器 540d

透过率(除尘器) 62e

透明体 152c

透平 591b

透平发电机 **714d**

透平发电机安装 **719a**

透平发电机出力图 **720b, 716a**

**透平发电机的起动、并网
 与停机** **720e**

**透平发电机的运行监测
 和诊断** **722a**

透平发电机的正常运行 **724d**

透平发电机电抗 **725d**

透平发电机定子 **726d**

透平发电机额定功率 **728b**

透平发电机故障 **728d**

透平发电机继电保护 **732d**

透平发电机检修 **736b**

透平发电机冷却方式 **738a**

透平发电机励磁系统 **740e**

透平发电机时间常数 **741f**

透平发电机特性曲线 **742b**

透平发电机性能试验 **743c**

透平发电机选择 920d

透平发电机异常运行 **744c**

透平发电机转子 **746e**

**透平发电机最大容量或输
 出功率** **748d**

透平级 592b

透平油 536c

透射电子显微镜 317e

平板式同步发电机 712b

图形显示器 772d

二坝施工(灰坝) 264a

土壤中的迁移转化(污染
 物) 766f

土石方施工 **748f**

土石混合坝施工(灰坝) 264b

湍流边界层 18e

湍流核心 19b

湍流流化床 487c

推导式质量流量计 107a

推力轴承 **749d**

推煤机 30c

退火 **750f**

托里拆利, E. (Evangelista
 Torricelli, 1608~1647) 797b

脱碳 355f

椭圆齿轮流量计 406c

椭圆形轴承 880e

W

瓦特, J. (James Watt,
 1736~1819) 629b

外部受迫运动换热 664d

外高桥发电厂 **752e**

外加电流法 836d

外切换 326b

**外燃式燃煤联合循
 环** **754b, 313d**

外燃式燃煤燃气轮机 883b

外特性 712c

外置流化床换热器 **755d**

弯管 542a

弯头 542a

完全淬火 76f

完全径向平衡法 168d

完全燃烧 394a

完全退火 751a

碗式磨煤机 900b

网络控制室 **756c, 378d**

网络通信控制 113d

网络拓扑结构 113b

网络微机监控系统 **757a**

往复断流式单侧进油油
 动机 67c

往复断流式双侧进油油
 动机 67d

危急保安器 **757e**

危急保安器充油试验 523c

危急遮断器 757c

威廉斯线 521a

微穿孔板消声器 775c

微生物选煤 314f

微正压锅炉 191c

微正压炉膛 213f

韦耳坦电厂 287f

韦尔坦电厂 PFBC 联合			
循环机组	758c		
韦, J. T. (J. T. Way,			
1850)	393a		
围网	822c		
维恩, W. (Wilhelm Wien,			
1864~1928)	71c, 152e		
维恩位移定律	152e		
维里状态方程	857a		
维氏硬度	358f		
尾部烟道再燃烧	759f		
卫燃带	760a		
位式控制	448c		
位移测量	311f		
位置信号	777a		
温比	53a		
温标	634a, 760c		
湿度	633f		
温度边界层	18d		
温度恢复系数	171e		
温度检测	760c		
温度控制	572a		
温度直减率	79f		
焓-焓图(水蒸气)	642c, 687c		
温室气体	761c		
温室效应	761c		
稳态起动	313f		
文丘里式喷水减温器	476f		
稳定流动过程的热力学			
第一定律	631e		
稳定气层	765e		
稳定时间	669f		
稳定性	669d		
稳定循环过程的热力学			
第一定律	632c		
稳态电压调整率	926f		
涡流测厚仪	27a		
涡流探伤	762f		
涡流线圈式(测振)	904b		
涡轮流量计	406d		
沃巴什河 IGCC 示范电厂	763c		
沃登(Warden)	255b		
卧式离心泵	792b		
污染气象学	764f		
污染物的迁移转化	766d		
污染指数(反渗透膜)	139c		
《污水综合排放标准》	767c		
屋内型配电装置	768a		
屋外型配电装置	768e		
无槽发电机	718f		
无涂氧头喷雾沸腾式除氧			
器	65d		
无阀滤池	235e		
无刷励磁	341a		
无损检测	770a		
无损探伤	770d		
无序度	642e		
无压放水	665d		
吴仲华	469d		
物理化学选煤	344e		
物理热力学	628b		
物理蠕变极限	638c		
物理性能(金属)	357e		
物理选煤	341e		
物理棚	837d		
X			
西蒙, F. E. (Francis Eugen			
Simon, 1893~1936)	631a		
吸风机	836f		
吸光光度法	673c		
吸收塔安装(脱硫)	813a		
吸收塔内衬施工(脱硫)	813b		
牺牲阳极保护法	836b		
稀相气力输送	488e		
细粉分离器	771d		
下降管带汽	686c		
先进发电技术	312e		
先进燃气轮机系统计划	561f		
纤维过滤器	845d		
显示及记录仪表	771f		
显示器	618e		
显示输出	332f		
现场总线控制系统	144b		
限位支吊架	187b		
线路避雷器	17b		
线弹性断裂力学	122f		
线源的高斯模式	79a		
相对湿度	652f		
相似定理	773f		
相似分析	772c		
相似原理	772e		
相似准则	773d		
相平衡理论	251d		
相似模式	79d		
消防设计	774a		
消防水系统	774d		
消氢处理	243		
消声器	775a		
小电流接地系统接地信号			
装置	775f		
小孔喷注消声器	775d		
小汽轮机	325f		
协调控制方式	83d		
泄漏与新水的检查处理	677a		
新相形成	776c, 359c		
新阳光计划	341e		
信号回路	776e		
信息处理	331d		
信息管理	331e		
信息输出	332e		
信息输入	331b		
行星边界层	765a		
形变强化	351f		
形变热处理	777c		
型煤技术	341f		
型面损失	506c		
性能鉴定试验	317c		
性能考核试验	317b		
性能系数	613d		
虚假水位	328a		
带切除分离器的起动系统	887d		
需氧污染物	296f		
需氧有机物	648c		
絮凝	277f		
蓄电池	777d		
蓄电池安装	780b		
蓄电池充电方式	780f		
蓄电池直流系统	780e		

悬臂一轮堆取料机 30d
 悬臂堆料机和悬臂取料机 ... 30e
 悬弓式锅炉构架 203d
悬浮燃烧 **781c**
 悬子钩 690a
 悬子型澄清器 53c
旋风除尘器 **782e**
 旋风分离器 771e
 旋风炉 783c
旋风燃烧 **783c**
 旋风式高温除尘器 807f
 旋风子 782e
 旋流强度 784b
旋流式煤粉燃烧器 **784a**
 旋膜式除氧器 65a
 旋涡式喷水减温器 477a
旋转磁动势 **785a**
 旋转隔板 175f
 旋转式油动机 68c
 旋转整流器励磁 341a
 旋转困尼调速器 528c
 液阻流量计 406e
 选煤技术 344d
 选择性催化还原法
 (脱 NO_x) 811b
 选择性非催化还原法
 (脱 NO_x) 813f
 选择性腐蚀 159b, 159f
 选择性控制系统 448f
 选择性携带 871a
 寻找接地信号装置 776b
 循环效率 686a
 循环泵汽蚀 686d
 循环倒流 686b
循环灰分离器 **785b**
循环冷却水系统 **786a**
循环流化床法烟气脱硫 **787a**
循环流化床锅炉 **788a**
循环流化床锅炉除底灰
 系统 **789c**
 循环流化床锅炉冷态点
 启动 790a
循环流化床锅炉运行 **789f**

循环流化床燃烧 **791d**
 循环流速 685f
 循环热效率 633c
循环水泵 **792b**
循环水泵安装 **793d**
循环水泵运行 **794a**
循环水补充水处理系统设
 计 **794d**
循环水冷却设备运行 **794f**
 循环停滞 686b
 循环性能系数 633d

Y

压板 879d
 压比 23f, 53a
 压差 797b
 压电晶体式(测振) 901c
 压焊 242b
 压力 633c
 压力表 202d
 压力传感器 797f
 压力电缆 105a
 压力法滑参数启动 313c
压力检测 **797a**
 压力扩散 893a
 压力式过滤器 235b, 845d
 压力势能 241f
压气机 **798a**
压气机喘振 **801b**
 压气机的特性曲线 800a
压气机叶片材料 **802b**
压气机转子材料 **802c**
 压强 797a
 压入法(板基施工) 921a
 压缩比 4f, 94a
压缩空气系统 **802d**
 压缩因子 180b
 亚当斯, B. A. (B. A.
 Adams, 1935) 393b
 亚临界压力 283f
 亚钠循环法(脱硫) 811e
 亚硝酸钠废液处理 250e
 烟尘连续监测仪 807a

烟囱 **803a**
烟囱施工 **803c**
烟囱有效高度 **804f, 817c**
烟道挡板调温 **804f, 271**
 烟、风、煤粉管道安装 196c
烟、风、煤粉管道设计 **805b**
烟风系统 **806a**
 烟流 815f
 烟气 808b
烟气成分检测 **806f**
 烟气净化技术 343f
烟气净化装置 **807c**
 烟气净化装置布置 915b
烟气排放控制 **808b**
烟气 SO₂/NO_x 联合脱除
 技术 **809f**
烟气脱硫 **811b**
烟气脱硫装置安装 **812f**
烟气脱 NO_x 技术 **813f**
 烟气污染物排放控制技术 ... 343f
 烟气系统 611a
 烟气再循环 309c
烟气再循环调温 **815b, 217f**
烟羽 **815f**
烟羽抬升 **816d**
 烟羽最终抬升高度 816f
 严重超速 50f
岩土工程 **817c**
 岩土工程勘察 817d
 沿晶脆性断裂 121c
 研究性监测 291e
 盐水管环式多级闪蒸装置 ... 858d
 盐酸废液处理 250a
 阳极氧化 836b
 氧分析仪 807b
 氧化 315a
 氧化钴氧量计 807c
 氧化镁浆液吸收法(脱硫) ... 812a
 氧化锌避雷器 16d
 腰轮流量计 406d
 药芯焊丝 242f
叶轮 **818c**
叶轮裂飞 **818f**

叶轮强度	819d	一览画面	332c	油浸式电流互感器	106f
叶轮式给粉机	322b	一维水质模型	688c	油浸纸绝缘电缆	104f
叶轮-叶片系统振动	820c	一氧化碳分析仪	807b	油老化	838b
叶轮振动	820c	仪表和控制设计	306c	油膜振荡	839b
叶片(燃气轮机)	592a	仪器分析	678c	油囊式轴承	881b
叶片(压气机)	798c	移动床	390e	油、气燃烧器	839d
叶片	821b	移动火床	28b	油试验方法	841a
叶片拆装	822f	以锅炉跟随为基础的协调 控制系统	84b	油污水处理	841d
叶片低周疲劳	824b	以可靠性为中心的检修	924e	油系统安装	502d
叶片腐蚀疲劳	824b	以煤的气化为基础的多联 产技术	835e	油系统检修	509b
叶片高周疲劳	824b	以汽轮机跟随为基础的协 调控制系统	84d	油系统清洗	842a
叶片疲劳	823f	异步运行	746a	油系统循环	516d
叶片强度	824e	异常检测	331c	油系统着火	842c
叶片强度计算	824f	异金属接触腐蚀	159a	油楔	880b
叶片损坏及处理	826e	异径管	542b	油再生	842e
叶片型线	822e	逸度	180c	油质标准	843c
叶片振动	827b	逸度系数	180c	油质监督	843d
叶片振动强度安全准则	828c	阴极保护施工	836b	油质老化和稳定	98a
叶栅损失	506e	明燃	428e	有串联间隙的金属氧化物 避雷器	17a
叶型	822e	引风机	836f	有压放水	665d
液力变扭器	574c	隐极式发电机	711f	余热锅炉	844b, 876b
液力联轴器	829b	(锅炉受压元件)应力分析 计算方法	218d	余热锅炉安装	196t
液态排渣	781f	应力腐蚀	159b	余热锅炉型联合循环	596c
液态排渣炉排渣	216e	应力腐蚀断裂	122a, 159c	余热锅炉型联合循环改造 方案	864a
液态排渣炉膛	830a, 213e	应力松弛	837a	渔业用水水质标准	844f
液态排渣炉析铁	830f	影子价格	178f	语句表	370b
液态排渣炉运行	831d	硬度	690c	预处理	845b
液体燃料	831c	硬件调试	334f	预压法(地基)	95a
液体燃料储运系统	834b	烟	837c	预胀比	94t
液体燃料分析	834e	烟分析	838a	预知性检修	921d
液体燃料燃烧	220d	烟效率	837f, 613f	预制钢筋混凝土柱	923f
液位检测	835a	永磁式测速发电机	528f	预作用喷水灭火系统	774f
液压顶升(烟囱施工)	804d	永久性弯曲	921d	元宝山发电厂	845e
液压提升(烟囱施工)	804e	永久硬度	690d	元素分析	441d
液压提升装置	186d	用户端热网加热器	636c	蓄电池式氧表	681c
液柱式压力计	797b	用于IGCC系统的燃气绝 热	612a	原则性热力系统图	627d
一次风	190c, 695f	优化检修	925d	循环分投式	323i
一次风机	835e	油动机	67d	圆盘出渣机	846c
一次空气	190c			圆盘式给煤机	323i
一次再热循环	848d			圆筒仓	30a
一次中间再热	899c			圆筒形固定轴承	880c
一个半断路器接线	113d				
一级旁路	515d				

圆锥形汽缸	318d
圆柱形轴承	880d
通过临界转速	523b
云下致酸	697a
云中致酸	697a
运动封闭系统的热力学	
第一定律	631e
运输车辆	846e
运行管理	303b
运行技术	303f
运行技术经济指标	847a
运行监测(透平发电机)	722a
运行系数	294b
运行性能(水内冷发电机)	677b
运行性能(水氢氢冷发电	
机)	682f
运行员操作站	332a
运行状态	642f

Z

杂散负载损耗	135e
再结晶退火	751d
再燃烧技术	91e
再热器	848a
再热式汽轮机调节系统	526c
再热循环	848d
再热循环燃气轮机	576b
再热蒸汽系统	848f
在线化学监测仪表	680c
在线监测(透平发电机)	722a
暂时硬度	690c
暂时阻抗	726b
暂时杆性	118b
噪声控制	849b
增压鼓泡流化床锅炉	850c
增压鼓泡流化床联合循环	851e
增压鼓泡流化床燃烧技术	854c
增压锅炉	191c
增压锅炉型联合循环	597c
增压流化床锅炉	850b
增压流化床联合循环	851b, 343b
增压流化床燃烧	854c, 405d
增压管流化床锅炉	851a

• 990 •

增压循环流化床联合循环	853b
增压循环流化床燃烧技术	854f
渣场	267c
张家口发电厂	855c
胀差	311e
胀差监视器	856a
胀接	164d
泊车计划	344c
照明变压器	856b
遮热板	856c
折返式	118f
折焰角	214b
真空度	797b
真空断路器	43f, 125b
真空系统严密性检查	461f
真空注油	908c
真密度(灰渣)	270a
真实气体	856e
张冲法(地基)	94e
振打装置振打试验	364b
振动测量	901d
振动法(核基施工)	924a
振动烈度	317f
振动炉排炉	27f
振幅峰值	317f
蒸发强度	621d
蒸馏法(处理水)	857c
汞气压	180e
蒸汽参数	860c
蒸汽参数系列	861a
蒸汽动力发电厂	861d
蒸汽动力发电厂的联合	
循环改造	863f
蒸汽发生器	190b
蒸汽激振	906c
蒸汽加氧吹扫	867d
蒸汽净化	867f
蒸汽冷却段	22f
蒸汽凝结换热	869e
蒸汽旁通调温	217e
蒸汽喷射式除氧器	65b
蒸汽清洗	869a
蒸汽系统吹洗	870b

蒸汽携带	871a
蒸汽质量标准	679c
蒸汽中间再热	862c
整步功率	872c
整锻转子	538f
整流元件的保护	395a
整套起动试运行	872d
整体煤气化联合循环	873a, 312f
正常停炉	224c
正火	877f
正平衡法	227a
正序电抗	796b
正循环	653c
正压气力除灰系统	488c
正压直吹式制粉系统	126c
正胀差	314c
支承方式与滑销系统	878a
支承式锅炉构架	203d
支持轴承	880a
执行机构	881f
执行器	881f
直吹式制粉系统	126d
直读式液位计	855a
直接干冷加湿冷却系统	163b
直接干式冷却系统	163e, 165d
直接空冷装置	163e
直接燃煤燃气轮机	882d
直接燃烧煤粉的燃气轮机	882e
直接式质量流量计	167a
直流(蒸发系统)	297f
直流侧叠加自复励	933c
直流电源	929a
直流锅炉	883b
直流锅炉模拟量控制系统	883f
直流锅炉起动	885c
直流锅炉起动系统	887a
直流锅炉水力特性	887f
直流锅炉水冷壁管屏	888e
直流锅炉运行调整	889c
直流冷却水系统	889e
直流励磁机励磁	890d
直流励磁机系统试验	111e
直流式煤粉燃烧器	890f

气流系统接线	781a	终端头制作	103f	主厂房	33a
直叶片(压气机)	798f	重力式过滤池	235e	主厂房布置	911f
直轴	891f, 747d	重力式滤池	845d	主厂房基础	915c
直轴次暂态电抗	726a	重量分析法	349e, 678c	主厂房建筑	916a
直轴去磁电枢反应	117a	重型结构机组(燃气轮		主厂房结构	916e
直轴同步电抗	725e	机)	587c	主厂房结构施工	917e
直轴暂态电抗	726b	重型炉墙	212a	主厂房抗震	918f
直轴助磁电枢反应	117a	重型燃气轮机	559e	主控制室	377d
植物营养物质	648c	轴承安装	501b	主凝结水系统	919c
止回阀	541f	轴承的支承方式	878f	主设备选择	919f
质量传递	892f	轴承合金	903d	主蒸汽系统	920f
质量管理	299b	轴承检修	509a	主轴磁化	729g
质量流量	406c	轴承稳定性	881d	主轴弯曲	921c
质量流量计	407a	轴电流	904d, 729d	柱塞式水泵	35f
质量流密度	893a	轴封	191f	柱塞式液压泵与液压马达	574d
质量流速	685f	轴封注油按转子找中心	501d	铸石刮板输送机	31b
质量作用定律	480b	轴封系统	491f	铸造式隔板	175f
智能变送器	19e	轴流式汽轮机	498c	铸造性	358a
智能探伤仪	893c	轴流式透平	591b	专家诊断系统	925a
滞止参数	476c	轴流式压气机	798b	专项性能试验	315c
滞止焓	476c	轴瓦	880a	专项性能试验	713d
中分面支承	504b	轴瓦合金	903d	砖烟囱	893a
中国第一座发电厂	893d	轴瓦损坏	905b	转动惯量	921f
中国火力发电	893f	轴系扭振	905e	转动状态测量	312b
中国火力发电燃料构成	310a	轴系稳定性	906b	转速变换装置	713b
中间储仓式制粉系统	427c	轴向弯曲振动	827e	转速不等率	709d
中间点温度	889d	轴向位移保护	76a	转速调节	571d
中间再热汽轮机	899c	轴向位移监视器	906e	转型膨胀率	392d
中速磨煤机	899e	轴向叶片粗粉分离器	75b	转子(燃气轮机)	592b
中速磨煤机安装	451f	轴向叶片式燃烧器	784d	转子(透平发电机)	715a
中速磨煤机检修	452c	轴(承)振动监视器	903f	转子(压气机)	798f
中速暖机	516f, 523a	轴状态测量	312a	转子按联轴轴器找中心	501d
中温回火	271c	珠光体	169b, 711b	转子的支承(燃气轮机)	587f
中心环	748a	珠光体耐热钢	906f	转子动平衡	922a
中性点接地设施	137c	珠光体球化	907b, 359c	转子护环裂纹	729f
中性水处理	902c	珠状凝结换热	870b	转子检修	509a
中压	285e	主变压器安装	908a	转子裂纹处理	922f
中压缸启动	902c, 313f	主变压器内投用	909e	转子临界转速	923b
中压进汽部分	511e	主变压器的运行	908e	转子偏心度监视器	923d
中压联合汽门	902f	主变压器零起升压及冲击		转子绕组接地	730a
中压系统(凝结水)	462c	合闸试验	112c	转子绕组氢内冷	739c
中子衍射	902f	主变压器区布置	911d	转子绕组水内冷	740b
终端速度	487a	主变压器中性点接地方式	115b	转子式翻车机	418e

- 转子一点接地保护 734c
 转子匝间短路 730e
 转子轴系扭振监视器 723b
桩基施工 923e
 装配式基座 495d
 状态方程 180b
状态检修 924d
 准解理断裂 121f
 准静态过程 623d
 准平衡过程 623d
 准同步 712d
 准同期法并网 721b
 浊度 690b
 子午加速轴流式风机 148e
 紫外光电探测器(防火) 141a
 紫外荧光法(测 SO_2) 807a
 转子励磁系统试验 111e
自并励整流励磁 925e
 自动测量法(定量金相) 120a
 自动电压调节器 926b
自动电压调整 926a
 自动化系统的管理 928c
自动化系统的管路和电缆 928c
自动化系统电源 928e
自动化系统气源 929d
 自动化系统用电缆 928d
 自动励磁调节器 926b
自动励磁调节装置试验 930a
 自动平衡显示记录仪 772a
 自动调节系统 447e
自动调节装置 930d
自动同步离合器 931b
 自动重锤探测式料位计 400c
自动主汽门 932c
自复励整流励磁 933a
 自校正控制系统 449c
 自激式励磁系统 740f
 自清式过滤器 570c
自然对流换热 933f
 自然时效 658f
 自然寿命 660e
 自然调差系数 926f
 自然通风冷却塔 386c
 自然循环(蒸发系统) 227f
自然循环锅炉 935a
自然循环锅炉启动 935c
 自升式塔式起重机 486c
 自同步 712d
 自同期法并网 721d
 自位轴承 880d
 自卸船 676d
 自由沉降速度 487a
 自由空间 487c
 自由水面 686b
 自由叶片 821c
 综合性性能试验 315a
 综合性性能试验 713d
 总携带系数 871d
 纵销 879b
邹县发电厂 936f
 阻抗保护 733f
 阻抗复合式消声器 775c
 阻容吸收保护 395a
 阻式过滤器(空气) 570a
 阻性消声器 578e, 775a
 组合导线 136e
组合电器 938a
 组合式过滤器(空气) 570c
 组织性质稳定性 457d
 沾孔灌注桩 924c
 沾探 685b
 最大飞升转速 669e
 最大连续出力 496e
 最大容量 196e
最低励磁限制器 938c
 最佳肋片尺寸 581f
 最佳煤粉细度 111f
 最优控制系统 449c
 最有利真空 467d, 512e
 3S 离合器 931b
 AGC 运行方式 316c
 BGL 气化炉 432d
 BOD - DO 模式 688d
CO₂ 减排技术 25a
 DESNOX 工艺 810e
 Destec 气化炉 435b
 Fe-C 平衡图 711d
 Fe-Fe₃C 平衡图 710f
 FW 式大容量直流锅炉 883d
 GSP 气化炉 436b
 HITW 气化炉 433c
 K - D 组合式空冷凝汽器 164a
 KRW 气化炉 433c
 LEG (leading edge groove)
 型推力轴承 750b
 MDEA 脱硫工艺 437e
 pH 值 689f
 P-Q 曲线 711d
 Prenflo 气化炉 135f
 Selexol 脱硫工艺 437d
 Shell 气化炉 435d
 SNOX 工艺 810b
 Sulfinol 脱硫工艺 438a
 Texaco 气化炉 134f
 U-Gas 气化炉 434a
 Winkler 气化炉 433a
 W 形火焰锅炉 752b
W 形火焰炉膛 752a
 X 射线探伤机 616b
X 射线衍射技术 771a
 γ 射线探伤 616b

火力发电卷（第二版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

于文虎	于新颖	马文濂	马 英	马明豫	马鸣麟	马欣欣
马承民	马家祚	王月明	王 坚	王良中	王卓斌	王国才
王金全	王承榕	王振铭	王雪梅	王铭忠	王韩威	王锦荣
韦延河	尤国铭	文良谟	尹孔殷	邓世敏	龙晓鸿	叶永青
叶柏生	史建军	邢锡坤	毕玉森	毕魁臣	吕震中	朱小令
朱小莎	朱宝田	朱琴英	朱 琳	华玉森	华丽娟	危师让
庄文贤	刘尚慈	刘国平	刘诚孚	刘家钰	江训敏	江俭军
汤蕴琳	安敏善	许世森	许传凯	许继刚	孙玉振	孙本达
孙 永	孙桂兰	孙献斌	杜庆东	李小江	李名威	李志刚
李 兵	李君宇	李贵成	李益民	李家坤	李 康	李锡芝
杨东方	杨永德	杨孝先	杨国荣	杨银山	束廉阶	吴文禄
吴非文	吴宣武	何红光	何建钧	何辉纯	余为义	应震华
汪胡根	宋之平	宋 斐	张元秀	张立人	张必浪	张华伦
张安国	张建中	张恩仲	张 敏	张 鹏	张福熙	陆卯生
陈开如	陈立新	陈吉刚	陈来九	陈宏芳	陈秉忠	陈 洁
陈梓权	陈寅彪	邵 林	邵鞠吾	林宝庆	林 植	郁宝兴
郁 淇	欧阳应川	卓乐友	罗棣菴	竺召炜	金德年	周以国
周 明	周真桃	郑全诚	郑企仁	郑泽民	郑健超	房德明
孟宪杰	赵士杭	赵庆裕	赵宗让	胡沛文	胡洪华	钟大文

段建中	侯子良	侯炳蕴	侯善敬	饶国鸣	施月芳	施嘉鹏
姜兰宝	姜君林	姚景夷	姚增权	袁颖	袁新	贾鸿祥
贾舒	夏怀祥	原耀	顾维尧	钱文钧	钱行倩	钱英毅
倪石泉	徐凌云	高立德	高永宁	高体基	唐荣昌	陶虚竹
黄天石	黄春联	黄湘	曹仲良	曹远谟	曹杰玉	龚立贤
崔力	崔叔存	崔嘉鼎	章名耀	阎德福	梁传寿	梁保寿
董卫国	蒋敏华	韩淦传	程代京	程忠智	焦树建	童景山
谢毓麟	蔡宁生	管一明	管菊根	潘锡良	霍耀光	戴苏峰

火力发电卷（第一版）撰稿人员名单

（按姓氏笔画排列）

卫凌高	马士林	马大鹏	马文濂	马同泽	马 英	马国林
马明豫	马家祚	马誉钩	王长海	王世海	王汉生	王良中
王卓斌	王秉衡	王金瑞	王金新	王宝兰	王 俊	王莉君
王家凤	王理珊	王 瑞	王瑞梁	王锦荣	王增顺	王濂泉
尤国铭	毛国光	毛森祥	任广军	任泽霈	任 曙	文良谟
方文沐	方可人	方秋华	尹孔殷	白保建	冯东阁	戎 伟
过慕英	毕魁臣	吕云仑	吕震中	朱小令	朱小莎	朱邦华
朱绍仁	朱思义	朱琴英	朱德衍	华丽娟	华洪渊	危师让
郭学敏	刘纫萑	刘志江	刘纯仁	刘尚慈	刘祖梁	衣景隆
关晓文	江继光	汤蕴琳	安敏善	许传凯	许丽珍	许良策
许荣华	许荣熙	孙玉振	孙玉瑚	孙桂兰	杜延令	杜鲜明
李大生	李子连	李仁定	李文令	李文健	李白庚	李永堂
李自力	李名威	李克明	李良成	李荫才	李庭清	李益民
李跃军	李 康	李锡芝	李锦荣	杨千承	杨永德	杨 江
杨寿敏	杨金旺	杨宜科	杨冠城	还博文	肖汝坤	肖作善
吴永生	吴非文	吴前驱	吴宣武	吴振声	吴惠彬	岑龙虎
何佩璠	何辉纯	应震华	辛卫民	汪祖鑫	沈仰川	沈锡华
宋之平	宋珊卿	张小英	张仁杰	张永发	张芝林	张兆基
张安国	张志永	张宏刚	张林森	张国忠	张保衡	张恩仲

张游祖	张福熙	陆卯生	陆炳才	陆 桐	陆维德	陈吉刚
陈来九	陈体椿	陈宏芳	陈松梅	陈昆璋	陈国渠	陈秉忠
陈绍炎	陈春元	陈春霖	陈祖茂	陈逢瑾	林中达	林幼华
林明志	欧阳应川	卓乐友	罗棣菴	金颂志	金瑾临	金德年
周以国	周良彦	周 明	周贵兴	庞义杰	郑长飞	郑正华
郑志裕	郑芳俊	郑金城	郑泽民	郑定榕	房德明	孟凡林
赵玉琴	赵仲琥	赵 剑	郝汉儒	胡仁杰	胡修谱	胡健民
柳椿生	钟大文	钟史明	侯善敬	侯棟岐	饶纪杭	姜兰宝
姚正华	姚增权	秦金藻	原 耀	顾立钧	顾良诚	顾晓栋
柴文节	钱八杰	钱文钧	钱英毅	钱易倩	钱德祥	倪石泉
徐 卫	徐正中	徐志华	徐国璋	栾祖培	高永明	高体基
唐伯仁	黄天石	黄金普	黄振声	梅孝明	曹尔权	曹立峰
曹仲良	曹远谟	盛仰鹤	盛昌达	崔 力	崔嘉鼎	梁永爱
梁传寿	梁济山	梁焕文	韩向阳	韩津传	斐世英	程丰渊
程永富	程履中	舒君展	鲁执安	鲁国栋	鲁钟琪	童景山
温念珠	游景玉	谢毓麟	蔡明行	蔡荣善	蔡 崧	裴世英
裴 昆	管菊根	熊培君	缪国钧	缪 媚	薛德明	

张游祖	张福熙	陆卯生	陆炳才	陆 桐	陆维德	陈吉刚
陈来九	陈体椿	陈宏芳	陈松梅	陈昆璋	陈国渠	陈秉忠
陈绍炎	陈春元	陈春霖	陈祖茂	陈逢瑾	林中达	林幼华
林明志	欧阳应川	卓乐友	罗棣菴	金颂志	金瑾临	金德年
周以国	周良彦	周 明	周贵兴	庞义杰	郑长飞	郑正华
郑志裕	郑芳俊	郑金城	郑泽民	郑定榕	房德明	孟凡林
赵玉琴	赵仲琥	赵 剑	郝汉儒	胡仁杰	胡修谱	胡健民
柳椿生	钟大文	钟史明	侯善敬	侯棟岐	饶纪杭	姜兰宝
姚正华	姚增权	秦金藻	原 耀	顾立钧	顾良诚	顾晓栋
柴文节	钱八杰	钱文钧	钱英毅	钱易倩	钱德祥	倪石泉
徐 卫	徐正中	徐志华	徐国璋	栾祖培	高永明	高体基
唐伯仁	黄天石	黄金普	黄振声	梅孝明	曹尔权	曹立峰
曹仲良	曹远谟	盛仰鹤	盛昌达	崔 力	崔嘉鼎	梁永爱
梁传寿	梁济山	梁焕文	韩向阳	韩津传	斐世英	程丰渊
程永富	程履中	舒君展	鲁执安	鲁国栋	鲁钟琪	童景山
温念珠	游景玉	谢毓麟	蔡明行	蔡荣善	蔡 崧	裴世英
裴 昆	管菊根	熊培君	缪国钧	缪 媚	薛德明	